VII kadencja

SEJM RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

KANCELARIA SEJMU
Biuro Komisji Sejmowych

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

■ **Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych (nr 75)**

z dnia 4 sierpnia 2015 r.

Pełny zapis przebiegu posiedzenia

Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych (nr 75)

4 sierpnia 2015 r.

Komisja Nadzwyczajna do spraw energetyki i surowców energetycznych, obradująca pod przewodnictwem posła **Tomasza Piotra Nowaka (PO)**, przewodniczącego Komisji, zapoznała się z:

– koncepcjami rynku mocy w Polsce i Europie – doświadczenia brytyjskie, propozycje uregulowań legislacyjnych oraz plusy i minusy rynku mocy.

W posiedzeniu udział wzięli: **Tomasz Dąbrowski** dyrektor Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki wraz ze współpracownikami, **Maciej Bando** prezes Urzędu Regulacji Energetyki wraz ze współpracownikami, **Magdalena Fonfara** naczelnik wydziału w Departamencie Ochrony Konkurencji Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, **Marek Woszczyk** prezes Zarządu Polskiej Grupy Energetycznej S.A. wraz ze współpracownikami, **Jarosław Tworóg** wiceprezes Zarządu Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji, **Robert Stelmaszczyk** prezes Zarządu Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej wraz ze współpracownikami, **Roman Pionkowski** prezes Zarządu ENERGA Operator S.A., **Tomasz Lubicki** wiceprezes Zarządu ENERGA Obrót S.A., **Janusz Ryk** dyrektor Biura Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, **Sławomir Krystek** dyrektor generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, **Tomasz Sikorski** zastępca dyrektora Departamentu Usług Systemowych Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. wraz ze współpracownikami, **Robert Bański** członek Rady Zarządzającej Towarzystwa Obrotu Energią, **Waldemar Lisiak** przedstawiciel Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, dyrektor Departamentu Rozwoju Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., **Dariusz Niemiec** przedstawiciel Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, dyrektor Departamentu Operatora Rynku i Obsługi Handlu TAURON Polska Energia S.A., prof. dr hab. inż. **Waldemar Kamrat** – Politechnika Gdańska, **Mirosław Motyka** sekretarz Rady Hutniczej Izby Przemysłowo-Handlowej, **Roman Walkowiak** ekspert Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, **Janusz Witczyk** doradca firmy Sunny Horizon oraz **Alicja Messerszmidt** przewodnicząca Międzyzakładowego Związku Zawodowego Pracowników Inżynieryjno-Technicznych „Kadra” przy PAK Kopalnia Węgla Brunatnego Konin S.A. wraz ze współpracownikami.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Igor Amarowicz** i **Katarzyna Gadecka** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Otwieram posiedzenie Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych. Dzisiejsze posiedzenie jest poświęcone przedstawieniu koncepcji rynku mocy w Polsce i w Europie, poznaniu doświadczeń brytyjskich w tym zakresie, propozycji uregulowań legislacyjnych oraz plusów i minusów rynku mocy. Zaproszenie do wygłoszenia referatów i przedstawienia stosownych prezentacji przyjęli: prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej, który przedstawi nam doświadczenia Brytyjczyków związane z rynkiem mocy – myślę, że będzie to również nawiązanie do wizyty, jaką przedstawiciele Komisji odbyli w Wielkiej Brytanii; pan Waldemar Lisiak – przedstawiciel Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie oraz pani Monika Morawiecka – przedstawicielka Polskiej Grupy Energetycznej S.A.

Szanowni państwo, dzisiejsze posiedzenie jest poświęcone bardzo ważnemu tematowi, który z pewnością będzie wymagał w przyszłości daleko idącego procesu legislacyjnego. Na pewno nie dojdzie do niego w bieżącej kadencji Sejmu. Obrady, w których uczestni-

czymy, traktujemy jednak jako początek dyskusji, która powinna w polskim parlamencie zaistnieć. Rozpoczynamy dyskusję w tej kadencji, ale mamy nadzieję, że będzie ona skutecznie kontynuowana w kadencji nadchodzącej, chyba że po zapoznaniu się z państwa wystąpieniami dojdziemy wszyscy do wniosku, iż rynek mocy nie jest żadnym poważnym problemem ani jakimkolwiek skutecznym rozwiązaniem problemów polskiej energetyki. Jeśli jednak konkluzje będą odmienne niż te, które przed chwilą zaprezentowałem, to dzisiejsze obrady będą początkiem i wstępem do koniecznych prac ustawodawczych w tym zakresie.

Za chwilę powinien dołączyć do nas pan wiceprzewodniczący Piotr Naimski. Trwa jeszcze posiedzenie Komisji do Spraw Unii Europejskiej. Proponuję jednak, żebyśmy już rozpoczęli posiedzenie, o ile panie i panowie posłowie akceptują przedstawiony porządek dzienny. Nie słyszę sprzeciwu. Przystępujemy do przedstawienia poszczególnych prezentacji.

Zanim zajmiemy się zagadnieniami merytorycznymi, chciałbym jeszcze w imieniu Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych bardzo serdecznie powitać przedstawicieli ministerstw, urzędów centralnych, stowarzyszeń i związków zawodowych, którzy uczestniczą w naszych obradach.

Szanowni państwo, oddaję głos panu prof. Waldemarowi Kamratowi. Pierwsza dzisiejsza prezentacja. Bardzo proszę, panie profesorze.

Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – Politechnika Gdańska:

Panie przewodniczący, panie posłanki i panowie posłowie, szanowni państwo, pozwolę sobie przywitać wszystkich państwa na stojąco, ale, jeśli pozwolicie, to prezentację przedstawię siedząc.

Z wielkim zadowoleniem przyjąłem zaproszenie przewodniczącego Tomasza Nowaka do przedstawienia głównych idei i zasad regulujących funkcjonowanie rynku mocy, ze szczególnym uwzględnieniem brytyjskich doświadczeń w tym zakresie. Wiosną bieżącego roku miała miejsce studyjna wizyta w Wielkiej Brytanii z udziałem m.in. przedstawicieli polskiego parlamentu. Jej celem było poznanie osiągnięć i doświadczeń Brytyjczyków dotyczących rynku mocy. Czas był ku temu wyjątkowo sposobny, ponieważ Brytyjczycy byli akurat świeżo po uzyskaniu zgody Komisji Europejskiej na wprowadzenie własnych rozwiązań. Istotne jest to, że wspomniana zgoda dopuszczała pomoc publiczną.

Mój referat zatytułowałem w formie pytającej. Jako kraj stoimy przed szansą na rozwój gospodarczy, ale do tego potrzebna jest energia i stąd tytuł mojego wystąpienia. Jeśli chodzi o wyzwania rozwoju sektora energetycznego, to wiadomo, iż odnoszą się one do trzech kluczowych obszarów skupiających się wokół trzech osi. Rzecz jest widoczna na ekranie. Chodzi o zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, minimalizację cen dla odbiorców oraz o ochronę środowiska i klimatu.

Doktryny obowiązujące w latach dziewięćdziesiątych minionego wieku zakładały, iż niewidzialna ręka rynku sprawi, że wszystko dobrze się ułoży. Regulacje rynkowe miały sprawić, że będziemy żyli w krainach mlekiem i miodem płynących. Takich krajów miało być bardzo dużo, nie tylko zresztą w Europie. Inaczej mówiąc, obowiązywała doktryna liberalna, u podstaw której leżało stworzenie realnych możliwości konkurencji. Wszystko postawiono na konkurencję i wszystko miało od konkurencji zależeć. W trakcie minionych lat wspomniana doktryna jednak załamała się. Wystąpiło, mówiąc bez ogródek, zjawisko krachu tejże doktryny. Okazało się, że w przypadku tak specyficznego rynku, jakim jest rynek energii, myślenie w perspektywie krótkoterminowej jest poważnym błędem. Nie można rynku energii porównywać doktrynalnie z rynkiem, np. towarów czy artykułów spożywczych. Są to bowiem dwa całkowicie odrębne rynki, dwa całkowicie różne światy.

W związku z powyższym pojawiły się nowe koncepcje i pomysły, które zmierzały do renesansu, czy w innej wersji do stworzenia mechanizmu zbliżonego do naszych dawnych polskich KDT, czyli kontaktów długoterminowych. Przypominam, że polskie KDT były zakazane. Musieliśmy je rozwiązać. Nauczeni tym doświadczeniem możemy stworzyć inną koncepcję działania, np. w oparciu o doświadczenia Brytyjczyków.

Szanowni państwo, o co w tym wszystkim chodzi? Chodzi o to, że bez względu na toczone przeróżne dyskusje i tak zawsze najważniejsza jest cena za energię elektryczną. Bardzo żałuję, że statystyki unijne są niepełne. Tam, gdzie spodziewamy się czegoś dowiedzieć, zwykle natykamy się na brak danych albo na jakąś informację z gwiazdką. W mojej prezentacji nie pokazuję państwu danych na podstawie Eurostatu. Najnowsze dane pochodzą bowiem z listopada 2013 r. Cena za energię elektryczną dla gospodarstw domowych jest podana w euro za jedną kilowatogodzinę. Chodzi mi jedynie o to, żeby państwu przedstawić, jak Polska pozycjonuje się na tle 28 państw Unii Europejskiej.

Jak widać na slajdzie, najdroższa energia jest na terenie Niemiec, Danii i na Cyprze. Wielka Brytania plasuje się na miejscu dwunastym, z ceną 0,180 euro za kilowatogodzinę. Polska jest sklasyfikowana na miejscu dwudziestym pierwszym. Ostatnia na liście jest Bułgaria. Ma ona najniższą cenę za energię.

We wszelkich analizach porównawczych nie wolno jednak popełnić błędu i bezpośrednio odnosić naszych cen energii do cen energii w państwach, w których jest ona relatywnie niska. Koniecznym jest wzięcie pod uwagę tzw. parytetu siły nabywczej. Parytet siły nabywczej, najprościej mówiąc, to ilość energii, jaką można kupić w danym kraju europejskim za przeciętne wynagrodzenie liczone w walucie narodowej. Jeśli weźmiemy pod uwagę taki parytet, to otrzymamy bardzo interesujące zestawienie. Na wyświetlanym slajdzie widać tabelę, która pokazuje, że Polska – specjalnie wymieniłem wszystkie kraje od pozycji pierwszej do piątej – wstąpiła dość niechlubnie do grona wspomnianej wielkiej piątki. Cena energii w Polsce, po uwzględnieniu parytetu siły nabywczej, jest niestety wysoka.

Żeby ułatwić państwu percepcję danych, łatwiej będzie nam operować wielkością 100 KWh, bo 1 KWh to stosunkowo mała jednostka energii. 100 KWh można w Polsce kupić przy zastosowaniu parytetu za 24,7, a w Finlandii za 12,8. Wyraźnie zatem widać, że u nas jest dwa razy drożej niż w Finlandii.

W tym samym zestawieniu, w nawiasach, podałem także pozycje poszczególnych krajów w rankingu bezpośrednim. Cóż z tego wynika? Biorąc pod uwagę parytet siły nabywczej i ranking bezpośredni Niemcy znajdują się na tym samym drugim miejscu. Cena ich energii jest taka sama przy zastosowaniu parytetu, jak i w przypadku rankingu bezpośredniego. Do czołówki państw awansowały jednak kraje europejskie znajdujące się na dorobku. Przykład Cypru możemy chyba pominąć, bo trudno porównywać kraj, którego gospodarka opiera się na turystyce, z krajem przemysłowym. Jednak jeśli chodzi o Portugalię lub Rumunię, to jak najbardziej.

Dania, która w rankingu bezpośrednim zajmowała pierwsze miejsce, po uwzględnieniu parytetu znalazła się na miejscu czternastym, czyli w połowie stawki. Natomiast Finlandia, która zajmowała miejsce dziewiętnaste, a więc jej energia była stosunkowo tania, jeśli chodzi o bezpośrednią cenę w euro za kilowatogodzinę, po uwzględnieniu parytetu okazała się być w ogóle najtańsza spośród wszystkich krajów Unii. To tyle tytułem wprowadzenia. Zależało mi na tym, abyście wyrobili sobie państwo opinię wstępną, mieli pewne wprowadzenie do dalszych rozważań na temat rynku mocy i kontraktów różnicowych i wszystkich innych dodatkowych obszarów, które powinniśmy omówić.

Szanowni państwo, w tej chwili przejdę do przedstawienia doświadczeń brytyjskich. Reforma rynku energii w Wielkiej Brytanii wzięła się z fiaska liberalizmu gospodarczego. W latach 2004-2012 nastąpił prawie dwukrotny wzrost cen. Inwestorzy nie ponoszą zbyt chętnie ryzyka nowych inwestycji i dlatego takich inwestycji nie realizowano. Energetyka Wielkiej Brytanii była w owym czasie oparta głównie na własnych zasobach ropy i gazu. Wielka Brytania prowadziła może nie tyle rabunkową gospodarkę, ile zachwiała strukturą wykorzystania zasobów naturalnych. Co więcej, spowodowało to utratę zaufania społecznego. Brytyjskie społeczeństwo zaczęło spoglądać na rządzących bez zaufania i ze znaczną dozą podejrzliwości. W związku z tym, na bazie zaistniałych zdarzeń i procesów, Brytyjczycy postanowili stworzyć preferencje dla energetyki niskowęglowej, rozumianej jako CCS, czyli technologia z wychwytem CO_2, tzw. Carbon Capture and Storage. Postawiono także na energetykę odnawialną i energetykę jądrową. Celowo o tym teraz mówię, ponieważ w końcowej konkluzji będę chciał powiedzieć, że mamy właściwy wzór

do naśladowania. Jeśli jeden człon brytyjskich preferencji udałoby się zastąpić innym, typowym dla nas, dla naszej gospodarki energetycznej, mielibyśmy szansę na przeprowadzenie sprawy w ramach Unii Europejskiej. Taka jest moja opinia.

Szanowni państwo, w Wielkiej Brytanii występował, co ważne, konsensus społeczny w tym względzie. Wszystkie środowiska opiniotwórcze, wszystkie partie polityczne oraz specjaliści od energetyki zgodzili się, że należy coś z problemem zrobić, że konieczna jest reforma rynku energii. Reforma polegała na tym, że zajęto się czterema obszarami: po pierwsze, chodziło o kontrakty różnicowe, a dokładnie mówiąc – o kontrakty różnic kursowych w cenach energii, dalej – rynkiem mocy, mechanizmem ceny za dwutlenek węgla i podwyższonymi standardami emisji.

Oprócz inwestycji w źródła wytwórcze występuje także potrzeba dokonania inwestycji w infrastrukturę sieciową. To dość oczywista kwestia. Dynamiczne przepływy mocy i energetyka rozproszona powodują konieczność rozbudowy sieci. O tym powiem za chwilę, jak przejdę do oszacowania kosztów przedsięwzięcia.

Przeanalizujmy sprawy po kolei. Najpierw kontrakty różnicowe, tzw. CFD, czyli Contract for Difference. Celem kontraktu jest wsparcie dla rozwoju technologii niskowęglowych, OZE i energetyki jądrowej. Zasada działania mechanizmu takiego kontraktu polega na tym, że określa się cenę realizacji, tzw. *strike price*. Cena jest gwarantowana na określony czas przez regulatora rynku, czyli płatnika, który jest odpowiednikiem naszego Urzędu Regulacji Energetyki. Dla energetyki jądrowej ustalono np., że okres obowiązywania kontraktu różnicowego wyniesie 35 lat. Cenę realizacji ustalono dla dwóch technologii jądrowych na poziomie 89,75 GBP, a dla jednej 92,00 GBP. Dla celów łatwiejszego zapamiętania przyjąłem w prezentacji cenę uśrednioną dla elektrowni jądrowej na poziomie 90,00 funtów brytyjskich za 1 megawatogodzinę. Dla energetyki wiatrowej na morzu jest to 15 lat i 155 GBP za megawatogodzinę. Ze względu na relatywnie niewielką powierzchnię kraju Brytyjczycy raczej nie chcą lokalizować elektrowni wiatrowych na lądzie. Nie mają na to po prostu miejsca. Ustalono także, że dla energetyki niskowęglowej i technologii jądrowych, odnośnie do szczegółów będą prowadzone negocjacje, a dla energetyki odnawialnej, czyli tzw. OZE, są przeprowadzane aukcje.

Rozliczenie za energię dostarczoną na rynek dokonuje się w systemie rozliczeń miesięcznych. Jeżeli wytwórca sprzedaje energię po cenie rynkowej, która jest niższa niż cena gwarantowana, to płatnik, czyli brytyjskie URE, dopłaca wytwórcy różnicę powstałą z tego tytułu. Jeżeli natomiast cena sprzedaży jest wyższa niż cena gwarantowana, to wytwórca zwraca różnicę urzędowi. Jak widać, jest to bardzo prosta zasada i uważam, że z powodzeniem mogłaby ona zostać zastosowana na naszym rynku.

Jeżeli chodzi o rynek mocy, to bardzo zdecydowanie jest na nim akcentowana opłata za gotowość do produkcji energii elektrycznej. Aukcje i negocjacje prowadzone są przez operatora systemu przesyłowego pod nadzorem regulatora. Istnieje możliwość redukcji zapotrzebowania oraz stymulacji rozwoju rynku energii elektrycznej, łącznie nawet z możliwością wprowadzenia modyfikacji w ustalonym okresie 35 lat, o ile któraś ze stron nie dotrzyma warunków zapisanych w umowie.

Kilka zdań na temat mechanizmu ustalania ceny za dwutlenek węgla. Do roku 2050 Wielka Brytania planuje osiągnąć emisję CO_2 na poziomie zerowym. W związku z tym istnieją wielkie preferencje dla OZE, dla technologii z wychwytem dwutlenku węgla, czyli CCS, oraz dla energetyki jądrowej. Został postawiony jednak jeden bezwzględny warunek: wszystkie technologie muszą być realizowane w oparciu o zasadę konkurencji cenowej. Oczywiście, wyższe ceny CO_2 mają na celu wymuszenie inwestowania w źródła energetyki jądrowej, w CCS i w energetykę odnawialną.

Ważne jest, także z naszego punktu widzenia, że w październiku 2014 r. Brytyjczycy potrafili wywalczyć w Unii stanowisko, że tego typu działania mieszczą się w kategorii dozwolonej pomocy publicznej. Dzięki temu możemy podążać przetartym przez nich szlakiem. Warto jeszcze w tym miejscu wspomnieć o drugiej zasadzie, w wersji *soft*, która mówi, że każde państwo Unii posiada prawo do kształtowania *mixu* energetycznego zgodnie z posiadanymi uwarunkowaniami krajowymi. W konkluzji powiem państwu, dlaczego to jest takie ważne dla nas, dla Polski.

Standardy emisji. Jeśli chodzi o standardy emisji, to są one podwyższone. Istnieje zakaz przekroczeń określonych pułapów. Generalnie, należy wspierać wszystkie technologie energetyki niskoemisyjnej, a rozwój energetyki jądrowej uznano na Wyspach za projekt narodowy. 2/3 społeczeństwa jest za, 20% jest przeciw, a pozostałą część nie ma zdania na ten temat. Nie ma jednak wątpliwości, że przeważająca większość Brytyjczyków, bo aż 2/3, popiera tę koncepcję. Wydaje mi się, że w Polsce powinniśmy dążyć do wypracowania podobnego konsensusu i poparcia. Po katastrofie elektrowni jądrowej w Japonii nastąpił chwilowy spadek zaufania do energetyki jądrowej, ale po pewnym czasie uznano, iż nowe inwestycje jądrowe, czyli 4 bloki, które mają być realizowane przez EdF, i od 4 do 6 bloków, których realizacją ma się zająć Hitachi, są najbardziej bezpiecznymi źródłami wytwarzania energii elektrycznej.

Inwestycje w infrastrukturę sieciową to poziom wydatków rzędu 100 mld funtów brytyjskich. Oceniam, że w Polsce potrzebne są inwestycje na podobnym poziomie, tyle że liczone w złotych polskich. Konieczna będzie rozbudowa naszej sieci pod kątem wymogów energetyki rozproszonej. Dynamika zmian przepływów, lokalizacja źródeł wytwórczych i niezbędne modernizacje sieciowe pochłoną zapewne taką kwotę.

Szanowni państwo, rozwój rynku energii to mit czy realna możliwość? Powstaje pytanie, czy zróżnicowanie cen energii to szansa, czy bariera dla krajów leżących w rejonie Europy Centralnej? Czy da się zapewnić spójność polityk narodowych? A może połączy nas możliwość podwyższenia bezpieczeństwa energetycznego Unii w opcji węglowej i silne połączenia elektryczne, o ile oczywiście zdołamy je zbudować?

Wielka Brytania, wprowadzając reformę własnego rynku energii, bardzo walecznie postępowała na forum Komisji Europejskiej. Potrzeba uniezależnienia się od rosyjskiego gazu oraz posiadanie własnych źródeł gazu spowodowały przejście na inną opcję wytwórczą energii elektrycznej. Nastąpił renesans energetyki jądrowej. Przy zabezpieczeniu ryzyka inwestowania, czyli uzyskania gwarancji zwrotu z kapitału przez okres 35 lat dla energetyki jądrowej i przez 15 lat dla OZE, reforma rynku została uznana przez Komisję Europejską za dozwoloną pomoc publiczną na jesieni ubiegłego roku.

Proszę państwa, kolejne pytanie: czy w Polsce da się pogodzić wszystkie istniejące sprzeczności systemowe? Jakie mogą być koszty i jaką politykę należy prowadzić? Czy politykę klimatyczną należy rozpatrywać łącznie z polityką energetyczną, czy rozdzielnie? Szanowni państwo, moim zdaniem, mamy bardzo realną szansę na to, aby pójść śladem Brytyjczyków. Skoro Unia Europejska ostatecznie zaakceptowała tego typu reformę energetyki, jaką przeprowadzili Brytyjczycy, i uznała, że mamy do czynienia z dozwoloną pomocą publiczną, to u nas wystarczy wyjąć technologię CCS i nie powinno być innych przeszkód. Według mnie, ale także w opinii praktyków gospodarczych i świata nauki, CCS nie jest technologią do końca dopracowaną – strata na sprawności wynosi 9-10% i dokładnie o tym wiedzą koledzy z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, którzy mieli szansę sprawdzenia tej technologii w Bełchatowie. Gdyby ją wdrożyć w polskich warunkach, to groziłby nam wielki krach. Proponuję zatem, aby zamiast technologii CCS zastosować którąś z innych czystych technologii węglowych, a przy okazji rozwiązać także problem nadmiaru węgla. Gdyby udało nam się to połączyć i zamiast technologii CCS zastosować inne technologie czystego węgla, chociażby takie jak bloki na parametry nadkrytyczne z gazyfikacją węgla, albo nawet przejście z gorszych gatunków węgla i wytworzenia gazu syntezowego, a stąd mamy już łatwe przejście do systemu gazowego, a dodatkowo nie musimy już wtedy spoglądać na Wschód, bo wszystko wskazuje, że przynajmniej jeśli chodzi o terminal LNG, to upłynie jeszcze kilka ładnych miesięcy…

Poseł Antoni Mężydło (PO):

Już niedługo, panie profesorze.

Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – Politechnika Gdańska:

Pan poseł mówi, że już niedługo. Moim zdaniem, jest pan optymistą, jak zwykle, panie pośle.

Będziemy mieli jeszcze jeden skutek i o tym należy pamiętać. Z gazu syntezowego do metanolu jest tylko jeden krok. Jak go zrobimy, będziemy mieć paliwo DME. Nad tym pracują Amerykanie. Paliwo DME jest lepsze niż paliwo wodorowe i może w przy-

szłości służyć do napędu statków. Co prawda, jakiejś nadmiernie rozbudowanej floty nie posiadamy, ale gazową część energetyki musimy zachować, a nawet nadal ją rozbudowywać, choćby ze względu na cele regulacyjne. System elektroenergetyczny można bowiem wyregulować przy pomocy szybko uruchamialnych źródeł. Polska zbyt wiele wody nie posiada i dlatego ratunek, jeśli system się rozwinie, będzie tkwił w posiadaniu kilku źródeł gazowych, szybko uruchamialnych, że się tak wyrażę, spod małego palca.

Myślę, że to co powiedziałem, powinno nas zainspirować do dalszego działania oraz powinno nas zdopingować do zwiększenia intensywności tego działania. Sprawa nie jest beznadziejna. Z tego klinczu możemy wyjść. Potrzebne jest stworzenie sensownego programu. Komisja Europejska jest do przeskoczenia. Problem, na jesieni ubiegłego roku, załatwili Brytyjczycy, a my mamy dzięki temu przetartą ścieżkę. Bardzo zachęcam do tego, żeby Komisja Nadzwyczajna do spraw energetyki i surowców energetycznych wzięła te kwestie pod rozwagę i wypracowała sensowne, dobre rozwiązania i programy. Dziękuję bardzo za uwagę.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję, panie profesorze. Następnym mówcą jest pan Waldemar Lisiak reprezentujący Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie. Bardzo proszę.

Przedstawiciel Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, dyrektor Departamentu Rozwoju Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. Waldemar Lisiak:

Dziękuję, panie przewodniczący. Powitam państwa również na stojąco, wzorem mojego poprzednika, ale, jeśli pozwolicie, to prezentację przedstawię już siedząc.

Chciałbym państwu przede wszystkim wyjaśnić skąd wziął się problem, czy jest to problem nowy oraz czy można nic nie robić, a problem sam się rozwiąże. Mówię w tym momencie o ciągłości i o gwarancji dostaw energii elektrycznej. Żeby pokazać, jak rzecz wygląda w systemie energetycznym, przedstawię państwu typową krzywą dobową obciążenia dla dni roboczych. Jak państwo widzicie, zapotrzebowanie szczytowe w okresie jesienno-zimowym wynosi przeciętnie na dobę 25000-26000 MW. Tak wygląda sytuacja w okresie, kiedy zapada zmierzch. Ta uwaga jest istotna ze względu na fakt, że w dalszej części wystąpienia powiem kilka zdań na temat źródeł fotowoltaicznych.

Kolejna istotna sprawa wiąże się z tym, że elektrownie zarabiają w okresie szczytu zapotrzebowania na energię. Jak państwo spojrzycie na slajd, to wydawać się będzie mogło, że ten okres jest stosunkowo długi. Od tego czasu odlicza się noce i weekendy. W ten sposób otrzymuje się okres, w którym elektrownie chcą produkować, ponieważ skoro już się uruchomiły, to starają się przynajmniej pozostać w stadium pracy. W sumie jest to ok. 60% całości czasu, który elektrownie chcą przetrwać w systemie.

W okresie letnim rzecz wygląda nieco inaczej, ale nadal utrzymuje się istotna różnica pomiędzy nocami a zapotrzebowaniem na energię w ciągu dnia. Jeśli uwzględnimy jeszcze fakt, że zapotrzebowanie jest zmienne w zależności od sezonu, od tego jaką mamy porę roku, to oczywistym będzie wniosek, że zapotrzebowanie w naszej strefie klimatycznej jest niższe latem niż zimą.

W tej chwili, w sposób bardzo uproszczony chciałbym państwu zademonstrować, jak dobierane są urządzenia. Jest to ilustracja uproszczona, ponieważ tak naprawdę wszystko zależy od kształtowania cen, które wyznaczają poszczególne firmy za swoje produkty i technologie. Proszę zauważyć na slajdzie, że część elektrowni i elektrociepłowni, które produkują energię, znajduje się w podstawie wykresu i nimi, praktycznie rzecz biorąc, nie steruje się. One wchodzą do systemu i wychodzą z niego wtedy, gdy ich decydenci takie decyzje podejmą. Są to elektrociepłownie przemysłowe, elektrociepłownie komunalne i OZE, które wchodzą, gdy są gotowe do produkcji. Nie zmienia to w żaden sposób faktu, że krzywa zapotrzebowania odbiorców nadal wymaga pokrycia. Ponieważ nie ma dostępnych magazynów, które w ekonomicznie uzasadniony sposób gromadziłyby wyprodukowaną energię, nawet na okres godzin, nie mówiąc już o dobie, a tym bardziej o kilku dobach, to całą sytuację dopasowania podaży do popytu regulują elektrownie, którymi dysponują PSE. Na pierwszym slajdzie było już widać, że ok. 23.000 MW znajduje się w dyspozycji PSE.

W tej chwili na ekranie widać, jak wyglądają przymiarki do roku 2020. Widzimy, że w okresie, kiedy jest mało wiatru, elektrownie regulujące system wytwarzają ok. 10.000 MW na węglu kamiennym i ok. 6000 MW na węglu brunatnym. Razem jest to ok. 16.000 MW. Tyle dostarczają elektrownie pracujące na węglu kamiennym i na węglu brunatnym. Sytuacja zmienia się w okresach, gdy wiatru jest więcej, czyli w okresie jesienno-zimowym. Proszę zauważyć, że w tym okresie elektrownie pracujące na węglu kamiennym praktycznie utraciły część produkcji. Nie produkują, tylko stoją. Co istotne, w okresie mniejszego zapotrzebowania przestają produkować elektrownie na węgiel brunatny. Przy dzisiejszym rynku energii elektrycznej występuje prosta zależność. Ten, kto nie produkuje, ten nie zarabia. Nic nie zarabia. Nie dostaje żadnych pieniędzy. Jest to pewne uproszczenie, bo niewielkie przychody jednak występują. Wiążą się one z usługami systemowymi. Nie są to jednak pieniądze, które pozwoliłyby na utrzymanie się elektrowni, które nie produkują. Proszę zauważyć, jak duża ilość mocy nie jest wykorzystywana.

Na tym wykresie widać produkcję elektrowni wiatrowych. Brak jest tutaj energetyki fotowoltaicznej. Należy się jednak spodziewać, że energetyka fotowoltaiczna będzie się szybko rozwijać. Obecnie w Niemczech poziom mocy zainstalowanych w wietrze i fotowoltaice jest zbliżony. Podobnego zjawiska należy się także spodziewać w Polsce. Fotowoltaika znajdzie sobie miejsce w naszym systemie, a to spowoduje dodatkowe napięcia i dodatkową utratę produkcji przez elektrownie węglowe.

Pokazywany slajd prezentuje, jak sytuacja wygląda dziś. Jest to przykład jednego z najnowszych bloków w polskim systemie, bloku w Łagiszy, który produkuje z dużym obciążeniem ok. 40% czasu. Jest to akurat okres, w którym mamy zapotrzebowanie szczytowe. W pozostałym okresie to obciążenie jest znacznie niższe. W przypadku elektrowni na węglu brunatnym Pątnów II widać tę tendencję jeszcze wyraźniej. Elektrownia produkuje ok. 40% czasu, kiedy jest zapotrzebowanie na energię. Kiedy tego zapotrzebowania nie ma, jest to najwyżej 40% możliwości. Widać to jeszcze wyraźniej na wykresie dotyczącym 2014 r., a zatem problem się pogłębia. Przez 40% czasu elektrownia praktycznie pracuje na minimum. Oczywistą rzeczą jest, że blok pracujący na minimum ma niższą sprawność, a na dodatek w tym okresie nie zarabia.

Co się dzieje z blokami o mocy 200 MW, które są podstawą polskiego systemu? Proszę spojrzeć na ekran. W 2014 r. pracowały one głównie na minimum. Oznacza to, że w każdej chwili były gotowe, żeby system wesprzeć swoją produkcję, jeśli wystąpiłaby taka potrzeba, ale same wiele nie produkowały.

Na ekranie widać zależność mocy od obciążenia elektrowni wiatrowych. Wykres można zupełnie spokojnie przedłużyć na lata przyszłe. Z niewielkimi zawirowaniami sytuacja będzie wyglądała bardzo podobnie. Proszę zauważyć, że każdy MW zainstalowany na wietrze charakteryzuje się stosunkowo niską produkcją. Wykorzystanie jest na poziomie 25% zainstalowanej mocy. Są jednak okresy, w których wiatraki dostarczają bardzo dużo mocy, eliminując tym samym energetykę konwencjonalną, która musi całość rynku doregulować.

Szanowni państwo, jeżeli zatem mamy sytuację, w której, jak wspomniałem, w systemie zainstalowane jest blisko 40.000 MW, a zapotrzebowanie szczytowe osiąga poziom 25.000 MW, w niedalekiej przyszłości 26.000 MW, to mogłoby się wydawać, iż dysponujemy wystarczająco dużą ilością megawatów i nie trzeba zaprzątać sobie głowy problemem dostaw energii do odbiorców. Kwestia rynku mocy i gwarancji dostaw praktycznie nie powinna istnieć. Niestety, ale życie nie jest takie proste. Na slajdzie widać, jak wyglądała sytuacja w roku 2013. Czerwona, pofałdowana linia to wymagana przepisami rezerwa, która powinna być w systemie. Niżej, linia ciągła to tzw. rezerwa krytyczna. Znajduje się ona na poziomie 1000 MW. Jest to w zasadzie wielkość bloku w Bełchatowie, który gdyby wypadł, to musi być zastąpiony mocą, która przejmie jego obciążenie. Wykres wyraźnie pokazuje, że w kilkunastu przypadkach w ciągu roku istniejąca rezerwa była niewystarczająca. Spójrzmy na sytuację w roku 2014. Jak widać, nie poprawia się, a wręcz zdecydowanie się pogarsza. Co to znaczy? Sytuacja zmieniła się o tyle, że oprócz kilkunastu przypadków naruszeń rezerwy wymaganej przepisami, w 2014 r. wystąpiły również przypadki naruszenia rezerwy krytycznej. Chcę państwu uświadomić,

że w krajowym systemie elektroenergetycznym nie mamy zainstalowanej zbyt dużej ilości mocy, chociaż proste rachunki mogą pokazywać, że sytuacja jest dokładnie odwrotna.

W tej chwili chciałbym państwu skrótowo przedstawić sposób, w jaki zarabiają elektrownie konwencjonalne oraz pokazać, czym grozi sytuacja, w której płaci się jedynie za wyprodukowaną energię elektryczną.

Prezentowany slajd przedstawia tzw. *merit order*, czyli koszty krańcowe, które przedstawiają poszczególne bloki w krajowym systemie elektroenergetycznym. Koszty krańcowe są uszeregowane. Zaczynają się one powyżej poziomu 8400 MW, tj. na poziomie mocy, który nie jest wypełniany przez energetykę zawodową. Wszystko co poniżej produkują źródła, które pierwsze wchodzą do systemu, takie jak OZE, elektrociepłownie itd. Jeżeli sytuacje odwzorujemy schematycznie, to okaże się, że koszty tworzą krzywą rosnącą. W okresach szczytu ceny kształtujące się do relacji kosztów krańcowych są wyższe niż w okresach poza szczytem.

Taka sytuacja miała miejsce, kiedy w systemie nie było OZE. Mieliśmy wtedy momenty, kiedy część bloków nie pracowała, a część znajdująca się poza pokazywanym przeze mnie obszarem wchodziła do pracy. W ramach poszczególnych firm rzecz się uśredniała i cały problem był mniej bolesny. Teraz, gdy wchodzi OZE, które niejako „przepycha" *merit order*, pojawiają się elektrownie, które albo prawie wcale nie wchodzą do systemu, albo wchodzą do niego bardzo rzadko. Przykładem są niemieckie elektrownie na gaz, które potrafiły przez cały rok nie wyprodukować ani jednej megawatogodziny. Czy można w takim razie stwierdzić, że te elektrownie są zbędne? Logika wydaje się mówić, że jeśli ktoś nie pracuje, to zrezygnujmy z niego.

Chciałbym jednak w tym miejscu odwołać się do slajdu, który pokazywał, że jednak wbrew pozorom nie mamy za dużo mocy. A zatem moc tych elektrowni jest potrzebna. Zdarzają się przecież sytuacje, że w systemie nie pracują OZE albo, inaczej mówiąc, pierwsze wchodzące do systemu źródła nie wejdą w takiej mocy, jakiej byśmy od nich oczekiwali. Nie mamy na to żadnego wpływu, ale energetyka zawodowa musi uregulować całość i dlatego moce, o których wspomniałem, są potrzebne.

Aby nie odwoływać się tylko do ogólnych przykładów i rozważań, chciałbym pokazać państwu konkret, opierając się na sytuacji w elektrowni Pątnów I. Jest to elektrownia na węgiel brunatny, o której można powiedzieć, że w polskim systemie jest uprzywilejowana, gdyż wchodzi wcześniej do niego niż inne źródła. Na slajdzie, w tym miejscu jest węgiel kamienny, ale pojawia się tylko część bloków na węgiel kamienny, które mają szczególnie niskie koszty krańcowe. Spodziewamy się, że w kolejnych latach ta elektrownia będzie przepychana, a pierwszy ruch, jaki został w tym kierunku wykonany, to przyrost mocy w elektrowniach OZE. A zatem elektrownia, która pracowała w podstawie, nagle znajdzie się w strefie, w której jej moc będzie redukowana. Proszę spojrzeć, jaką symulację przygotował „Energoprojekt-Katowice". Pokazuje ona w sposób bardzo obrazowy, jak będą wykorzystywane bloki Pątnowa I. Jak widać na ekranie, są okresy, w których losowo więcej jest wiatru i wówczas nie są potrzebne wszystkie cztery bloki elektrowni Pątnów. W roku 2020 już jednak nawet tak nie będzie. Dlaczego? Bo będzie więcej OZE i wejdą także elektrownie konwencjonalne, i w rezultacie pokolorowane pole, za które dostaje się pieniądze, zmaleje w sposób wyraźny.

Jednak, z drugiej strony, czy jednocześnie możemy stwierdzić, że któryś z bloków Pątnowa jest niepotrzebny? Skoro bowiem zakładamy, że elektrownia ma produkować mniej energii, to pierwszy przychodzi na myśl pomysł wyłączenia jednego lub dwóch bloków. Niestety, nie jest to takie oczywiste, bo jak widać na tym slajdzie, wspomniane bloki w poszczególnych dniach są jednak potrzebne, aby móc regulować system. Dane, które państwu prezentuję, są w znacznej mierze zależne od przyjętych założeń, ale uważam, że można przyjąć, iż w znacznym stopniu pokazują prawidłową zależność, która wystąpi w najbliższym czasie.

Na tym slajdzie widać, w jaki sposób traci produkcję bardzo sprawny blok na węgiel kamienny o mocy 380 MW. Praktycznie rzecz biorąc, w 2020 r. produkcja tego bloku wyniesie zaledwie połowę tego, co będzie on produkował w 2017 r. Podobny los czeka elektrownie Pątnów I, co widać na prezentowanym kolejnym slajdzie. Ta sytuacja jest

określana mianem brakujących przychodów. Dokładnie chodzi w niej o to, że bloki energetyczne są potrzebne, ale uzyskują takie przychody, które nie pokrywają ich kosztów.

Wiąże się z tym kolejny problem. Jedna rzecz to utrzymanie tych elektrowni w czasie, kiedy ich koszty nie są pokryte, ale druga sprawa to konieczność przeprowadzenia następnych inwestycji w te bloki, która nieuchronnie się zbliża. Te inwestycje wiążą się z zaostrzeniem wymogów ekologicznych. Chodzi np. o dostosowanie do IED, i z tym jesteśmy w trakcie, ale ok. 2020 r. wejdą w życie konkluzje BAT, które ponownie wymuszą inwestowanie w bloki energetyczne. Ten, kto nie zainwestuje, będzie musiał niestety wyłączyć bloki. Sytuacja zatem jest taka: z jednej strony, nie mamy przychodów w elektrowniach, które pozwalałyby na utrzymanie wszystkich bloków energetycznych, ale, z drugiej strony, będziemy zmuszeni do inwestowania w te bloki, które posiadamy, bo inaczej ze względu na wymogi i regulacje Unii Europejskiej będziemy musieli je odstawiać.

Zupełnie osobnym problemem jest wysyłanie bodźców do inwestorów, które mają zachęcić ich do inwestowania. Proszę zauważyć, że elektrownie konwencjonalne dziś albo nie są w stanie na siebie zarobić albo z trudem zarabiają na pokrycie swoich kosztów. W takiej sytuacji trudno oczekiwać, żeby w tę branżę można z sukcesem inwestować na normalnych, standardowych warunkach. Jeżeli już tak się dzieje, to inwestorzy zgłaszają roszczenia o odpowiednią premię z tego tytułu. Można powiedzieć, że potencjalny inwestor musi rozsądnie wyważyć, czy jego inwestycja będzie w przyszłości potrzebna, czy też nie będzie. Jeżeli dojdzie do wniosku, że inwestycja będzie potrzebna, to może ją zrealizować licząc na to, że odpowiednie mechanizmy powstaną w odpowiednim czasie. W tym miejscu jest ukłon w stronę państwa posłów, gdyż na wprowadzenie mechanizmów, o których wspominałem i o których myślą inwestorzy, bardzo liczymy.

Szanowni państwo, nie możemy jednak zapominać, że jesteśmy w Unii Europejskiej. Wydaje się, że aktywność i działania Unii w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej doprowadzą do fizycznej likwidacji niektórych technologii, a w najlepszym razie do bardzo istotnego ograniczenia ich stosowania. W tej sytuacji oczekiwany *mix* energetyczny w ramach Unii może być pozbawiony niektórych źródeł, dotychczas doskonale sprawujących się w roli instrumentów regulujących całość systemu i stanowiących gwarancję dostaw. Chcę przez to powiedzieć, że jeżeli np. wystąpią problemy z produkcją energii ze źródeł OZE na terenie Niemiec, to możemy się spodziewać, że te same problemy, przy zachowaniu odpowiedniej skali, wystąpią także w Polsce. W związku z tym, że fala zapotrzebowań obejmie także i nasz kraj, zasadnym jest pytanie, kto to wszystko ureguluje?

Z drugiej strony, Unia Europejska bardzo pilnuje i dba o to, żeby rynek energii, mający podstawowe założenia w strategii Unii, był rynkiem w maksymalnym stopniu czystym. Wydaje mi się, że nie jest to dobry kierunek myślenia. Zauważył to także w swoim wystąpieniu pan prof. Kamrat. Rynek wymaga regulacji, szczególnie rynek energetyczny, zwłaszcza po tym, jak zaczęło się już w nim wcześniej mieszać, tzn. kiedy pojawiły się źródła OZE, które są dotowane i mają pierwszeństwo wejścia do systemu. W tej sytuacji trzeba rozwiązywać problemy, jakie dodatkowo zrodziła powyższa ingerencja.

Szanowni państwo, sektor energetyczny, przy współpracy wyspecjalizowanych firm, opracował koncepcję rynku mocy. Problem gwarancji dostaw można rozwiązać na wiele różnych sposobów. Ważne jest jednak, aby to uczynić. Biorąc pod uwagę, że Unia Europejska nie zaakceptuje wszystkich pomysłów, rynek mocy, który został już przez Komisję Europejską rozpoznany, wydaje się być narzędziem, które można by z powodzeniem zastosować także w polskich warunkach. I to właśnie chcemy zaproponować.

Istnieje szereg różnych modeli tego rynku. My opowiadamy się za zastosowanie modelu scentralizowanego rynku mocy. Swoich zwolenników posiada także model zdecentralizowanego rynku mocy. Biorąc jednak pod uwagę stopień skomplikowania i możliwość egzystencji tych dwóch modeli jednocześnie, opowiadamy się za tym, aby rozpocząć od wprowadzenia scentralizowanego rynku mocy, a później przejść do rynku mocy zdecentralizowanego. Narzędzia związane z rynkiem mocy pozostaną w rękach odpowiednich organów rządowych. Nie chciałbym się zagłębiać w tym momencie nadmiernie w szczegóły każdej z tych koncepcji. Myślę ze przyjdzie jeszcze czas na to, aby

rozwiązanie omówić szczegółowo, o ile wcześniej zostanie wypracowany konsensus, że zmierzamy w tym właśnie kierunku.

Proszę jednak o zwrócenie uwagi, że w koncepcji rynku mocy znajduje się założenie, że jeśli przeprowadzimy aukcję, to na aukcji cenę w zasadzie wyznaczają inwestorzy, którzy będą budowali nowe źródła. Trzeba im dać czas na wybudowanie tych źródeł. Skoro tak, to pierwsze płatności są najwcześniej po czterech latach. Rozwiązanie, które zostanie wdrożone w 2017 r., przyniesie pierwsze pieniądze w roku 2021. Konieczne jest zatem zastosowanie jakichś narzędzi pomostowych. Jeśli jednak w Polsce odbywałyby się takie aukcje, to zupełnie inaczej byłaby postrzegana przyszłość sektora. Dziękuję za uwagę.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję. Ostatnie wystąpienie będzie udziałem przedstawicielki PGE. Bardzo proszę, pani dyrektor Morawiecka.

Dyrektor zarządzający d/s strategii i współpracy międzynarodowej Polskiej Grupy Energetycznej S.A. Monika Morawiecka:

Panie przewodniczący, panie i panowie posłowie, szanowni państwo, nazywam się Monika Morawiecka, jestem dyrektorem zarządzającym do spraw strategii i współpracy międzynarodowej w PGE S.A. Moja prezentacja będzie bardzo krótka, ponieważ moi przedmówcy powiedzieli w zasadzie wszystko, co było najistotniejsze do powiedzieni na ten temat. Dlatego pokażę państwu tylko kilka slajdów tytułem podsumowania.

Dlaczego zajmujemy się tym tematem i dlaczego dyskutujemy o tym problemie? Była już o tym częściowo mowa. Dodam z mojej strony, że naszym celem jest przewidzenie i ewentualne zapobieżenie niekorzystnym zmianom na rynku energii, jakie mogą w najbliższym czasie wystąpić. Pan Waldemar Lisiak powiedział już, jak to wygląda obecnie, jeśli chodzi o rezerwę mocy. Później może być jeszcze gorzej.

Dlaczego może być gorzej? To również zostało już powiedziane. Każda ingerencja regulacyjna rodzi w zasadzie potrzebę kolejnych interwencji na rynku. Tę prawidłowość widzimy w tej chwili w Europie bardzo wyraźnie, gdzie pokazują się wyraźnie kolejne ingerencje i interwencje na rynku energii. Niektóre kraje, m.in. Wielka Brytania, o której opowiadał pan prof. Kamrat, przeszły drogę od pełnej liberalizacji do pełnej regulacji. Wielka Brytania była pierwszym krajem, który zliberalizował swój rynek energii, ale też jako pierwszy wprowadził ponowną regulację. Obecnie w Wielkiej Brytanii nie ma praktycznie źródeł wytwórczych energii, które nie otrzymywałyby jakieś formy wsparcia lub nie mają jakiejś pewności inwestycyjnej.

Na pokazywanym slajdzie widać trzy słynne już filary polityki energetycznej Unii Europejskiej: bezpieczeństwo dostaw, niskie ceny energii i ochrona klimatu. Problem polega na tym, że spełnienie tych trzech wymogów jednocześnie jest niezwykle trudne. To, co dzieje się w tej chwili, to próba realizacji celów polityki energetycznej poprzez kolejne interwencje na rynku energii. Czym są kolejne interwencje? Widać to po lewej stronie na ekranie. Chodzi o szybki rozwój OZE, który co do zasady ma ograniczać emisję do środowiska trujących substancji, nie tylko CO_2. Druga sprawa to regulacje środowiskowe. Była już o nich także mowa. Mam na myśli słynne BAT, które czekają nas w przyszłości. W tej chwili należy powiedzieć o dyrektywie, do której jako sektor już się dostosowaliśmy, czyli o ograniczaniu szkodliwych emisji siarki, azotów i pyłów.

Dalej mamy kolejną rzecz, bardzo słynną, którą szczególnie się zajmujemy, czyli wysoką ceną CO_2. W tej chwili ona nadmiernie wysoka nie jest, ale wszystko zdaje się zmierzać ku temu, aby wysoka się stała w przyszłości. Ma to utrudnić prowadzenie elektrowni konwencjonalnych, a zamiar, jaki leży u podstaw tej koncepcji, zmierza w prosty sposób do wycofania z rynku tych elektrowni.

I wreszcie, kolejna sprawa: import energii. Na system energetyczny ma on bardzo zbliżony wpływ do wpływu OZE. Najkrócej mówiąc, jak mamy import, to nie pracują w kraju elektrownie konwencjonalne.

Wszystkie przedstawione zjawiska sprawiają, że elektrownie konwencjonalne znajdują się pod bardzo dużą presją. To, co w tej chwili obserwujemy na zachodzie Europy, prędzej lub później, ale raczej prędzej, dotrze także do Polski. W tej sytuacji wprowa-

dzenie mechanizmów mocowych, które postulujemy, ma zapobiec – nie chcę użyć słowa katastrofa, bo może takowa nie nastąpi – ale z pewnością właściwe będzie określenie: dużym potencjalnym trudnościom. Skutki tych trudności będą odczuwalne nie tylko przez sektor energetyczny, ale również przez sektor wydobywczy. Jedną strona medalu jest konstatacja, że jeśli elektrownie nie produkują, to nie zarabiają. Druga strona tego medalu jest taka, że jeżeli elektrownie nie produkują, to nie zużywają paliwa, którego dostarcza sektor wydobywczy. Oznacza to, że aktualne trudności przeżywane przez górnictwo mogą się dodatkowo pogłębiać w przyszłości.

Jest jeszcze jedna istotna kwestia, która nazywa się niezależność energetyczna. Nie wiem, czy do końca jest ona skodyfikowana w prawie krajowym, ponieważ prawo energetyczne odnosi się w zasadzie do niezależności w sensie technicznym, a nie do niezależności systemu jako takiej. Wydaje mi się jednak, że kwestia nie jest bagatelna i warto się nad tym zagadnieniem pochylić. Musimy odpowiedzieć na pytanie, czy jako kraj chcemy docelowo importować energię, czy raczej postawimy na zabezpieczenie mocy wytwórczych na terenie Polski, nawet jeśli to zabezpieczenie będzie miało swoją cenę?

Krótko nawiążę do przykładu Niemiec. Przypadek Niemiec jest w wielu sytuacjach pokazywany jako wzór do naśladowania, szczególnie jeśli chodzi o rozwój OZE. Faktycznie, w Niemczech dokonuje się najszybszy i najbardziej intensywny rozwój OZE w Europie. W tej chwili Niemcy dysponują tyloma OZE, że w niektórych godzinach mogą dzięki nim zabezpieczyć całość swojego zapotrzebowania na energię, szczególnie w okresie letnich weekendów. Jakie skutki miała ta sytuacja dla niemieckich firm energetycznych? Warto się temu przyjrzeć. Na pokazywanych wykresach jest zilustrowana sytuacja największych niemieckich firm: E.ON i RWE. Idąc od lewej, mamy zysk EBIDTA, spadający odpowiednio o 40% i o 30% w ciągu kilku lat. Firmy ograniczyły również bardzo poważnie wydatki inwestycyjne, czyli tzw. CAPEX, o 50% i o 40% w ciągu kilku lat. W zasadzie można powiedzieć, że te firmy już nie inwestują, oprócz absolutnie koniecznych nakładów związanych z utrzymaniem majątku bądź nakładów na OZE, które jest dotowane. Brak jest jednak jakichkolwiek inwestycji w energetykę konwencjonalną. Niebagatelna jest także kwestia zmian w zatrudnieniu. Łącznie ok. 40 tys. pracowników zostało w ostatnich latach zwolnionych przez te firmy. Było to konieczne, aby przedsiębiorstwa przetrwały. W Niemczech dokonuje się obecnie kolejna fala procesów restrukturyzacyjnych i ograniczania kosztów. Ograniczanie kosztów uderza bezpośrednio w zatrudnionych pracowników.

Na dole slajdu jest widoczna średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstwa domowego w Niemczech. Pan prof. Kamrat mówił o tym w swoim wystąpieniu. Dane, jakimi dysponuję, to szacunek na rok 2015. Dla porównania są także pokazane dane za rok 2006. Widać, że cena energii dla gospodarstw domowych wzrosła w tym okresie w Niemczech o 50%. Główną przyczyną tej sytuacji jest zaznaczony na czerwono element, tzn. wsparcie OZE. Poniżej widać linię przerywaną, zaznaczoną na czerwono cenę hurtową, czyli to, co w tej chwili zarabiają elektrownie na rynku niemieckim. Jest to obecnie zaledwie ułamek ceny, którą płaci końcowy odbiorca.

Na moment chcę jeszcze powrócić do świetnej prezentacji pana profesora, który zaznaczył różnicę pomiędzy parytetem siły nabywczej a cenami nominalnymi. Na prezentacji są uwidocznione ceny nominalne. Co stało się w Niemczech? Koszty wsparcia OZE zostały przerzucone na barki gospodarstw domowych. Przemysł niemiecki jest chroniony przed wzrostem cen, z tego tytułu ma bardzo poważne ulgi, zaakceptowane zresztą przez Komisję Europejską.

Patrząc na sytuację Polski, trzeba sobie zadać pytanie, czy stać nas na przeniesienie kosztów wsparcia na odbiorców w gospodarstwach domowych po to, aby chronić nasz przemysł? Przemysł chronić musimy, bo to jest lokomotywa naszego rozwoju, ale mam poważne wątpliwości, czy można u nas zastosować wariant niemiecki, tym bardziej że w porównaniu parytetu siły nabywczej już teraz zajmujemy w Europie miejsce 5., a nie np. 21.

Oprócz tego, że firmy niemieckie ograniczały CAPEX i poziom zatrudnienie, doszła jeszcze wyprzedaż aktywów. Nie ma tego na slajdzie, ale warto wiedzieć, iż oba koncerny wdrożyły bardzo poważny program wyprzedaży aktywów, a wszystko po to, żeby sobie

poprawić płynność. Np. E.ON sprzedał czeskiej firmie EPH swoje aktywa konwencjonalne we Włoszech. Inny przykład to sprzedaż przez RWE inwestorowi rosyjskiemu pól wydobywczych gazu ziemnego itd. Były to potężne programy bezinwestycyjne. Firmy wyprzedawały się z aktywów, żeby przetrwać.

Obecnie jesteśmy o tyle mądrzejsi, że wiemy, co się stało w Niemczech. Nie musimy się teraz zastanawiać, co się na rynku wydarzy. Pokazowa lekcja została przez nas odrobiona. Wiemy, co nas czeka w takim przypadku, w jakim obecnie zmierza sektor energetyczny.

Zasadnicze pytanie brzmi zatem: co dalej? Na prezentowanym slajdzie widać obecną sytuację polskich elektrowni węglowych, na węgiel kamienny. Są to dane ARE, publicznie dostępne. Szare pole na wykresie to jednostkowy koszt średni, czyli uśrednione koszty zmienne i koszty stałe dla całego sektora. Linia niebieska ograniczająca później pole zielone lub czerwone to średnia cena energii elektrycznej uzyskiwana przez te elektrownie. Jest to tzw. cena URE podawana przez prezesa URE po danym roku kalendarzowym. Jak widzimy, do niedawna nie było jeszcze najgorzej, ponieważ marża, czyli to co elektrownie zarabiały ponad koszty – jest to zielone pole – cały czas była. Różnej wielkości, ale jednak występowała. Kilka lat temu ta marża była nawet całkiem spora, później stopniowo się zmniejszała, ale cały czas występowała. W tej chwili, i taką sytuację mamy od 2014 r., wspomniana marża jest ujemna. Oznacza to, że elektrownie nie zarabiają na swoje utrzymanie. Cały czas zarabiają na kosztach zmiennych, ale nie zarabiają na utrzymanie kosztów stałych. Nie wydaje nam się, żeby ta sytuacja była tylko chwilowa. To, co widać na wykresie na rok 2015, 2016 i 2017, to ceny z rynku giełdowego. Jest to prognoza, ale giełda wycenia już taki produkt jak energia na najbliższe dwa lata. Widać, że sytuacja optymizmem nie napawa.

Dodatkowo będą konieczne potężne inwestycje modernizacyjne. Była już o tym także mowa wcześniej. Każdy właściciel, każdy operator elektrowni stanie przed koniecznością podjęcia decyzji, czy opłaca się dalej inwestować w majątek, który i tak już na siebie nie zarabia, czy jednak bardziej ekonomicznie uzasadnioną decyzją będzie zamknięcie przedsiębiorstwa? Skutki dla bilansu mocy są dość oczywiste. Z pewnością nie będzie łatwo.

Chciałam jeszcze na moment zatrzymać się nad kwestią importu energii. Można na ten temat dywagować. Z eksportem i importem energii bywa przecież różnie. Raz ją eksportujemy, a innym razem importujemy. Na pokazanym slajdzie widać trzy obrazki. Jest to wycinek pracy niemieckich operatorów sieciowych. Jest ich w sumie czterech. W zeszłym roku wykonali analizę transgranicznych przepływów energii. Opracowano trzy scenariusze. Nie będę szczegółowo prezentować, czym one się od siebie różniły. Ważne jest to, że w każdym z tych scenariuszy niemieccy operatorzy prognozują eksport energii Polski. Jest on mniejszy lub większy, ale występuje w każdym opracowanym wariancie. My prowadzimy oczywiście swoje analizy w tym zakresie, ale prognozy niemieckie stanowią kolejne potwierdzenie, że napływ energii nastąpi raczej z Niemiec do Polski, a nie w odwrotnym kierunku. Wynika to z dwóch prostych powodów. Jeden to wysokie dotacje OZE w Niemczech. Zaniża ono cenę hurtową, a to właśnie cena hurtowa jest eksportowana, mówiąc w uproszczeniu. Drugi powód jest taki, że po polskiej stronie należy spodziewać się rosnących kosztów ze względu na wyższy poziom CO_2. Jak złoży się razem te dwie rzeczy, to nie może być inaczej niż jest to pokazane na rysunku.

Sytuacja jest dziś taka, jak ją przedstawiłam. W ten sposób ją postrzegamy. Rentowność firm energetycznych będzie zagrożona, zresztą już jest, a co za tym idzie należy oczekiwać zagrożenia miejsc pracy zarówno w sektorze energetycznym, jak i wydobywczym. Zwolnienia nastąpią, jeżeli okaże się, iż elektrownie będą wyłączane z powodów ekonomicznych. Można je oczywiście utrzymywać, jako tzw. *back up* systemu, ale ktoś musi ten majątek utrzymywać w sytuacji, kiedy on na siebie nie zarabia.

Chciałabym powiedzieć jeszcze kilka słów na temat mechanizmów mocowych. Pan prof. Kamrat szeroko przedstawił sytuację Wielkiej Brytanii, która reformę swojego rynku energii przeprowadziła w sposób bardzo uporządkowany, wręcz modelowy. Brytyjczycy nie wprowadzili jednego mechanizmu, wprowadzili ich kilka i zadedykowali je całemu rynkowi energii i wszystkim jej źródłom. Od siebie chcę dodać, że różne formy rynków mocy funkcjonują na świecie dość powszechnie. To nie jest bynajmniej tak,

że pierwsza jaskółka pojawiła się dopiero w Wielkiej Brytanii. Rynki mocy powszechnie funkcjonują w Stanach Zjednoczonych i w Kanadzie. W USA jest oczywiście różnie w różnych stanach. Tamtejszy rynek energii nie jest połączony i jednolity. Własne rynki energii mają pojedyncze stany albo niekiedy grupy stanów, ale mechanizmy mocowe są tam dość rozpowszechnione. Podobna sytuacja występuje na terenie Ameryki Południowej. Niektóre kraje regionu przeszły już przez proces od liberalizacji do ponownej regulacji rynku. Ta ponowna regulacja została przeprowadzona w całościowym ujęciu, tzn. zarówno jeśli chodzi o rynek energii, jak i o rynek mocy.

Jeśli chodzi o Europę, to oprócz Wielkiej Brytanii rynek mocy wprowadza także Francja, ale w wariancie zdecentralizowanym. Płatności mocowe istnieją i istniały w Hiszpanii. W Niemczech w zasadzie też mamy do czynienia z jakąś formą mechanizmu mocowego, gdyż jest to pewna rezerwa strategiczna. Rynek mocy od jakiegoś czasu posiada także Rosja. Nie jest to zatem nic nadzwyczajnego ani nic nowego, również dla nas. Wspominane dziś słynne KDT, czyli kontrakty długoterminowe, to nie było przecież nic innego jak rynek mocy. Może nie mieliśmy jeszcze wtedy do końca rynku, ale z pewnością był to mechanizm mocowy. Posiadamy zatem własne doświadczenia w tym zakresie i wiemy, jak się to robi. Można powiedzieć, że wiele krajów zauważyło potrzebę i zaczyna wprowadzać rozwiązania oparte na różnych wariantach rynku mocy. Dzieje się tak z różnych względów, ale najważniejszym z nich jest kwestia bezpieczeństwa energetycznego. Rynki mocy pozwalają na utrzymanie mocy elektrowni konwencjonalnych w danym kraju.

Na zakończenie, w formie podsumowania proszę spojrzeć na ostatni slajd, który prezentuje zalety wprowadzenia rynku mocy. Po pierwsze, występuje poprawa efektywności ekonomicznej rynku energii. Wyceniamy wtedy faktycznie produkt, który jest potrzebny. Należy pamiętać, że produktem potrzebnym na rynku energii nie jest tylko sama energia, ale również moc. Po drugie, są generowane realne sygnały dla wszystkich rodzajów źródeł. Rynek mocy jest poza tym dość pojemnym mechanizmem i mógłby także wspierać zarządzanie stroną popytową. W rynku mocy jest zawarta możliwość uwzględnienia kogeneracji. Poza tym, rynek mocy daje realne sygnały cenowe dla odbiorców. Odbiorca musi bowiem wiedzieć i pamiętać o tym, że chce mieć energię w każdym momencie, a nie tylko średnio w roku. Średniorocznie wyprodukuję sobie oczywiście z panelu słonecznego tyle energii ile potrzebuję, ale czy jestem w stanie to uczynić w każdym momencie? Odpowiedź brzmi: nie. Dlatego w każdym momencie chcę mieć zapewnioną moc w systemie.

Bardzo ważnym elementem jest także obniżenie kosztu pozyskania kapitału. W takim systemie, po pierwsze, inwestycje w ogóle będą możliwe, a po drugie, inwestycje będą tańsze. Instytucje finansujące oceniają bowiem ryzyko sektora jako dużo niższe niż poziom, jaki mamy w tej chwili. Jeżeli ryzyko jest niższe, to oczywiście cena za kapitał też jest niższa. W długim horyzoncie czasowym dochodzi jeszcze stabilizacja cen. Jest to niewątpliwy plus.

W rzeczywistości, szanowni państwo, wszystko sprowadza się do tego, że jeśli chcemy posiadać rezerwę mocy we własnych elektrowniach, z własnymi pracownikami i na własnym paliwie, to umożliwi nam to mechanizm rynku mocy. Naturalnie, nie będzie to łatwe. Na ten temat mówili moi poprzednicy. Komisja Europejska będzie nam się przyglądała bardzo wnikliwie i będzie starannie analizować zaproponowany przez nas mechanizm. Potrzebne będą długie negocjacje, ale istnieją stosowne wytyczne w tym zakresie. Komisja dała wytyczne, jak tego rodzaju regulacje powinny wyglądać, aby były zgodne z rynkiem wewnętrznym. Sektor, przygotowując swoje stanowisko, przeanalizował te wytyczne. Sprawa jest przez nas przemyślana. Wiemy, co i jak zrobić, aby nie narazić się na sprzeciw ze strony Komisji Europejskiej i skutecznie osiągnąć założone cele.

Dziękując za uwagę, liczę na dalszą ciekawą dyskusję na ten temat.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję, pani dyrektor. Szanowni państwo, wysłuchaliśmy trzech interesujących wystąpień. Otwieram dyskusję. Kto z państwa chciałby zabrać głos? Zgłasza się pan prof. Kamrat. Bardzo proszę.

Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – Politechnika Gdańska:

Szanowni państwo, chciałbym dopowiedzieć to, czego nie zdołałem powiedzieć w pierwszym moim wystąpieniu. Pan przewodniczący poinformował mnie, że mam mówić 10 minut do kwadransa i tylko na temat doświadczeń brytyjskich. Żeby nie pozostawiać wrażenie, że coś nie zostało powiedziane, wyrażę się dość dosadnie.

Proszę państwa, jak jest, to my wszyscy doskonale wiemy. Powinniśmy zatem zastanawiać się, co zrobić, żeby sytuację zmienić. Stoimy przed koniecznością rozwiązania problemu. Moim zdaniem, powinniśmy zacząć od poszukiwania konsensusu społecznego. Program rozwoju energetyki powinniśmy uczynić programem narodowym. Liczę w tym zakresie na wsparcie ze strony pana marszałka Ludwika Dorna, który był bardzo aktywny w czasie wizyty studyjnej w Wielkiej Brytanii.

Wydaje mi się poza tym, że powinniśmy dojść do tego, aby ze wszystkich koncepcji mechanizmów różnicowych, czy, inaczej mówiąc, rynku mocy, wybrać taki mechanizm, który będzie najlepszy dla Polski. Istnieje tylko jedno ograniczenie brzegowe. Ten mechanizm musi być w miarę zbliżony do mechanizmu brytyjskiego, bo tylko wtedy Unia nam go nie zakwestionuje. Jeśli mechanizm mogą zastosować Brytyjczycy, to dlaczego nie mogliby go stosować Polacy? To drugi warunek.

Trzeci krok, jaki powinniśmy wykonać, to rozpoczęcie prac. Przeliczyłem wstępnie, jaka powinna być cena realizacji dla kontraktu różnicowego dla różnych technologii, ale byłoby dobrze, żeby sprawdzić tę kwestię w różnych obszarach, nie tylko w przypadku przejścia bezpośredniego, ale także z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej. Będą i tak potrzebne zmiany legislacyjne w zakresie polityki podatkowej w naszym kraju. Pani dyrektor z PGE S.A. pokazywała, że do ceny, a właściwie do kosztów – oprócz innych danin na rzecz państwa – dochodzi jeszcze 50% podatku. Zdaje się, że w Niemczech jest to 56% i jest to jeden z najwyższych podatków w ogóle, jakie są płacone w Europie. Dlatego energia, zarówno przy uwzględnieniu parytetu, jak i w ujęciu bezpośrednim, jest w Niemczech droga. Warto zauważyć, że w Wielkiej Brytanii energia jest obłożona niższym podatkiem niż w Polsce. Uważam, że powinniśmy zmienić w tym zakresie politykę podatkową.

Kolejna bardzo ważna rzecz, jaką dostrzegam, to konieczność wyposażenia Urzędu Regulacji Energetyki w prerogatywy, które pozwoliłyby mu stymulować reformę rynku energii w Polsce. Nie da się tego bowiem przeprowadzić w inny sposób. To tyle tytułem uzupełnienia i przedstawienia pewnych opcji na przyszłość. Uważam, że jeśli udałoby nam się przyjąć do realizacji wyważony program, to osiągnęlibyśmy dzięki temu przynajmniej trzy cele. Po pierwsze, bezpieczeństwo energetyczne, bo utrzymujemy zasoby własne. Ta sprawa jest niesłychanie istotna. Po drugie, utrzymujemy zatrudnienie nie tylko w sektorze energetycznym, ale także w sektorach pośrednich typu sektor wydobywczy, ciepłownictwo itd. Mamy również konsolidację społeczną. Jeśli jakieś działanie uznamy za narodową rację stanu, to chyba każdy Polak będzie tej racji bronił. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję, panie profesorze. W tej chwili głos zabierze pan przewodniczący Naimski. Proszę, panie pośle.

Poseł Piotr Naimski (PiS):

Panie przewodniczący, szanowni państwo, rozpocznę od uwagi natury bardziej ogólnej. Moim zdaniem, mamy do czynienia z dość nieoczekiwaną analogią. Są dwa kraje, a może, precyzyjniej mówiąc, dwa regiony, chociaż właściwie jeden to kraj, a drugi region, które usiłują swoją gospodarczą dominację nad sąsiadami wprowadzić w życie poprzez mechanizm różnicowania ceny nośników energii, albo ceny energii, na swoi terytorium i w przypadku, kiedy dane dobro, to samo, jest oferowane na zewnątrz.

W Rosji jest tak, że mamy dwie różne ceny dla nośników energetycznych, z tym że np. wewnętrzna cena gazu dla gospodarki rosyjskiej jest o wiele niższa niż cena tego samego produktu dyktowana odbiorcom zewnętrznym, do których gaz jest eksportowany. To zagadnienie jest przedmiotem analiz i sporów wszystkich gospodarek, które znajdują się w relacjach handlowych z Federacją Rosyjską. Stanowiło to także przedmiot

bardzo długich rokowań przy okazji wstąpienia Rosji do WTO. Rosjanie uzyskali zgodę na tę dwucenowość.

W tej chwili, i warto o tym wiedzieć, jest jednak powołany panel, czyli arbitraż w WTO, w ramach którego Unia Europejska kwestionuje wycenę nawozów sztucznych, precyzyjnie mówiąc, nawozów azotowych, w Federacji Rosyjskiej. Unia zakwestionowała wycenę, ponieważ do kalkulacji ceny nawozów Rosjanie przyjęli własną wewnętrzną cenę gazu. Unia doszła do wniosku, że takie postępowanie nie jest fair. Jej zdaniem, do kalkulacji ceny nawozu powinno stosować się cenę gazu eksportowanego. Rozstrzygnięcie sporu nie jest przesądzone, ale stanowisko Unii Europejskiej jest w tym przypadku oczywiste. Broni ona rynku Unii przed dotowanym produktem w postaci nawozów azotowych. W ten sposób broni także przemysłu, m.in. polskiego przemysłu nawozów, przed ingerencją obcych firm, żeby nie powiedzieć przed inwazją z ich strony.

Niejako z drugiej strony mamy do czynienia z sytuacją opisaną przed chwilą przez moją przedmówczynię. Ładnie to wszystko było widać na slajdach. Mamy cenę hurtową energii i cenę dotowaną. W Niemczech mamy zatem dwie ceny energii. Jest cena dla odbiorców końcowych, przy czym nie mówimy o przemyśle, bo przemysł niemiecki sobie radzi – już niemiecki rząd potrafi o to zadbać – oraz cenę dotowaną w hurcie, i to właśnie ta cena obowiązuje w eksporcie. Cenie hurtowej zapewnia się instrumenty przy pomocy odpowiednich regulacji, które ułatwiają jej przeniknięcie do świata zewnętrznego, w tym także do Polski, a może przede wszystkim do Polski. O tym jednak za chwilę.

Szanowni państwo, jeśli Niemcy są w stanie zaproponować swojemu narodowi, swoim obywatelom, żeby ci dopłacili 500 mld euro w ciągu najbliższych 20 lat w swoich rachunkach w postaci dotowania przez odbiorców domowych OZE, to pojawia się pytanie, czy my w Polsce bylibyśmy w stanie taki model powielić? Moim zdaniem, odpowiedź na to pytanie jest prosta. Nie jesteśmy w stanie tego zrobić.

A zatem założenia, które bierzemy pod uwagę, zresztą słusznie, bo na czymś należy się oprzeć, że OZE jest dotowane i ma prawo pierwszeństwa w dostępie do sieci, są założeniami, które można podważyć. Jeśli jednak tego nie zrobimy, jeśli nie potrafimy jasno wyrazić naszego narodowego interesu, to będziemy mieli duży kłopot. Jak to zrobić? To już zupełnie inna sprawa. Należy działać spokojnie i racjonalnie oraz konsekwentnie rozmawiać na ten temat z partnerami. Bez wątpienia jest to jednak duży problem.

Można powiedzieć, że sytuacja jest wielokrotnie skomplikowana. Do tej pory ktoś z państwa tylko delikatnie dotknął tematu dotyczącego regulacji rynku energii, a właściwie regionalnych rynków energii. Jeżeli weźmiemy tę kwestię pod uwagę, a w tej chwili dochodzi do regionalizacji rynków energii, ten pomysł jest realizowany, to może się okazać, że dotowana tania energia elektryczna będzie po wielokroć łatwiej przenikała na nasze terytorium. Można stwierdzić, że mamy problem polegający na skutecznej obronie polskiej gospodarki przed dotowaną importowaną energią.

Jest to oczywiście problem bardzo skomplikowany. Bez przerwy słyszymy przecież argumenty, że dzięki temu polska gospodarka otrzyma tańszą energię. Argumenty, o których wspominała pani z PGE, czyli niezależność energetyczna kraju, to kwestia znacznie trudniejsza do obrony w istniejącej sytuacji, także na forum publicznym. Z tym zagadnieniem trzeba się jednak będzie zmierzyć. Nie ma innego wyjścia.

Wydaje mi się, że właściwe byłoby przyjęcie generalnej zasady, implikującej wszystkie inne, która brzmiałaby następująco: ze względów strategicznych nie chcemy importować do Polski energii i dlatego będziemy poszukiwać różnego rodzaju mechanizmów, procesów i regulacji lub umów, które będą nas zabezpieczały przed koniecznością importu energii. Tak powinna brzmieć podstawowa zasada i tego powinniśmy się trzymać. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękują bardzo, panie pośle. Zgadzam się z panem, że dobrze byłoby, gdybyśmy stali się samowystarczalni pod względem energetycznym, ale rynek musi wytrzymać poziom naszych cen. To dość istotny aspekt zagadnienia.

Głos zabierze w tej chwili pan poseł Ludwik Dorn. Bardzo proszę, panie pośle.

Poseł Ludwik Dorn (niez.):

Dziękuję, panie przewodniczący. Przede wszystkim, chciałem postawić kilka pytań. Pierwsze pytanie dotyczy tego, jak państwo referenci oceniacie, skąd bierze się zauważalna preferencja i jakie interesy za tym stoją, że Komisja Europejska popiera jednotowarowy rynek energii? Jaka racja to powoduje? Skąd się to bierze?

Druga rzecz, do której chciałbym się odnieść, to nie tyle pytanie, co uwaga pod adresem pana prof. Kamrata. Faktycznie, brałem udział w studyjnym wyjeździe do Wielkiej Brytanii. Było to bardzo interesujące, tylko problem polega na tym, iż, jak się wydaje, nie możemy być do końca pewni, że mechanizm kontraktu różnicowego się utrzyma, zwłaszcza, że do skargi Austrii dołączył się Luksemburg, a wiadomo powszechnie, że jak Niemcy nie chcą czegoś zrobić sami, to Luksemburg okazuje się być jak znalazł. Przyznam, że nie śledziłem uważanie tej sprawy i nie wiem, czym się skończyła, natomiast bez wątpienia istnieje silna presja wyrażana wprost – nie ma w tym zresztą nic złego – przez sektor wytwórców OZE. Nie mam na myśli producentów energii, tylko wytwórców urządzeń służących do produkcji tej energii. Ich siła jest porównywalna z siłą, jaką dysponuje niemiecki przemysł samochodowy, jeżeli chodzi o udział w PKB. Wspomniani wytwórcy wywierają presję na niemiecki rząd, aby Niemcy przyłączyły się do skarżącej Austrii i Luksemburga. Oczywiście, sędziowie Trybunału Sprawiedliwości są bezstronni, nikt w to nie wątpi, ale jak wszyscy wiemy zawsze, w każdej sytuacji, istnieją określone granice. Nie wiadomo zatem, co tak naprawdę się wydarzy.

W dzisiejszym posiedzeniu Komisji nie uczestniczy niestety żaden przedstawiciel rządu, ale warto chyba zadać pytanie, co polski rząd wie na temat innej kwestii. Mam na myśli resort gospodarki i resort spraw zagranicznych. Dobrze byłoby usłyszeć od przedstawicieli tych ministerstw, czy z punktu widzenia naszych interesów coś ciekawego dzieje się w ramach nieformalnej koalicji unijnych państw atomowych oraz tych, które aspirują do wejścia do tego ekskluzywnego klubu. Wiadomo, że pojawiają się pewne trudności finansowe związane z inwestycjami w rozwój energetyki jądrowej. Przykład to choćby Czechy.

Nie jest także specjalnie zachęcające – a to informacja dokładnie sprzed kilku dni – przyjęcie programującej ustawy energetycznej przez Francję. Zgodnie z nią, udział energii jądrowej w produkcji elektryczności ma spaść z dotychczasowych 75% do 50%. Wyraźnie zatem widać, że coś w tym obszarze zaczyna się dziać. Mówię o tym, żeby pokazać, iż jeśli chodzi o kontekst unijny, to pod tym względem wcale nie jest tak dobrze, jak mogłoby nam się wydawać. Uważam, że w przyszłej kadencji Sejmu, prawdopodobnie już bez mojego udziału, wskazane będzie zapytanie przedstawicieli nowego rządu, jak oceniają tę sytuację i co, ich zdaniem, należy w tym obszarze robić, także na forach unijnych.

Bodaj pani z PGE mówiła, że istnieją różne rynki mocy i różne mechanizmy mocowe. Moim zdaniem, pojawia się w tym kontekście kluczowe pytanie, na ile poszczególne narodowe rynki mogą funkcjonować w stanie wzajemnej izolacji? Przypominam, że chodzi o kraje wchodzące w skład Unii Europejskiej. Niektórzy twierdzą – zastrzegam, że ja się na tym nie znam – iż mogą z tym być niejakie trudności. Może to pytanie nie jest najbardziej właściwe w trakcie dzisiejszego posiedzenia, ale prosiłbym przynajmniej o odpowiedź, która wyjaśni, czy faktycznie jest w tym momencie jakiś problem, czy go nie ma.

Następna rzecz. To, że jest niedobrze, a będzie jeszcze bardziej niedobrze, jeżeli niczego się nie zrobi, to oczywista oczywistość, jak mawia klasyk. Moje pytanie odnosi się do przeszłości i jest następujące: kiedy, sięgając wstecz, z punktu widzenia branży pojawiły się przesłanki z wysokim prawdopodobieństwem, że może rzeczywiście być niedobrze i kiedy zostały zgłoszone pierwsze postulaty zrobienia czegoś, co miało temu zapobiec? Dzisiejsze posiedzenie traktuje jako swoistego rodzaju desperacki okrzyk ze strony branży. A zatem, jeszcze raz: kiedy po raz pierwszy pod adresem rządu został zgłoszony postulat, aby coś zrobić? Bo inaczej faktycznie może być z naszą energetyką niedobrze. Kiedy taki postulat został po raz pierwszy wyartykułowany?

I jeszcze pytanie pod adresem branży. Czy, zdaniem przedstawicieli branży, przez ostatnie dwa, trzy, może cztery lata, bo z pewnością nie jest to kwestia miesięcy, rząd zrobił coś w sensie koncepcyjnym, czy podjął jakieś przygotowania do rozwiązania pro-

blemu, czy raczej stwierdził, że dopóki nie mamy noża na gardle, to po co sobie psuć dobry nastrój? Pamiętamy przecież, że np. inwestycja w bloki w Opolu została przepchnięta przy najwyższej politycznej mobilizacji, ale raczej miało to miejsce pięć po dwunastej, a nie za piętnaście dwunasta. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję, panie pośle. Ponieważ czas przeznaczony na dzisiejsze obrady jest ograniczony, prosiłbym przyszłych mówców o nieco krótsze, bardziej skondensowane wypowiedzi.

Widziałem, że pan zgłaszał chęć zabrania głosu. Bardzo proszę.

Doradca firmy Sunny Horizon Janusz Witczyk:

Dzień dobry, Janusz Witczyk, Sunny Horizon. Przyznam, że ze zdumieniem przyjąłem prezentację pani dyrektor Morawieckiej. Powinienem chyba jednak już się do pewnych rzeczy przyzwyczaić. Rzeczywiście, do OZE w Polsce dopłacamy. Ta dopłata wynosi 67 zł na jednego obywatela w skali roku. W przypadku wielkiej energetyki i górnictwa dopłacamy 1099 zł. Jest to zatem wielokrotnie więcej. Do samego górnictwa dopłacamy dziennie 6 mln zł. Społeczeństwo zaczyna mieć powoli dość takiej sytuacji.

Warto zatem postawić pytanie pod adresem przedstawicieli PGE, pod adresem pana prezesa, który również uczestniczy w posiedzeniu Komisji: jak to się dzieje, że Niemcy, które zainwestowały już bardzo poważne sumy, a zamierzają w najbliższej przyszłości zainwestować jeszcze więcej, bo aż 500 mld euro, mają zamiar wyciągnąć z tego interesu ponad 1 bln euro? Widać wyraźnie, że da się zarobić. Chciałbym jednak usłyszeć od pana prezesa PGE albo od pani dyr. Morawieckiej, jak to się stało, że niemieckie inwestycje w OZE spowodowały – tak przynajmniej wynika z waszych dokumentów giełdowych – iż prąd dla obywateli niemieckich i dla ich przemysłu jest tańszy, a u nas będzie on droższy? Mówię to na podstawie waszych dokumentów.

Chciałbym jeszcze zapytać, jak to się dzieje, że wielkie mocarstwa zmierzają coraz śmielej w kierunku OZE i nie mają z tym wielkich problemów? Doskonale wiedzą, że jest to bankowalne. Dysponujemy w tej sprawie oświadczeniem prezydenta Obamy, niedawno wypowiedziały się na ten temat Chiny. Skoro tak, to dlaczego jest to tak wielkim problemem u nas?

Na zakończenie chcę jeszcze powiedzieć, że faktycznie istnieje niebezpieczeństwo importu prądu z Niemiec. Zgodnie z prezentacją pani dyr. Morawieckiej, groźba importu istnieje realnie i ziści się, jeżeli nie zainwestujemy i zrobimy nic, aby polski prąd był tańszy. Jeśli tak się nie stanie, to będziemy musieli kupować prąd za granicą, znacznie większe jego ilości, w tym bardzo dużo z Niemiec. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję. Chcę zauważyć, że na posiedzeniu Komisji nie mówimy niczego przeciwko OZE. Stwierdziliśmy jedynie ofensywę OZE i zastanawiamy się co zrobić, aby uratować konwencję. Z pewnością nikt nie atakuje OZE, jako odrębnego rozwiązania w energetyce.

Bardzo proszę, jeszcze pan i kolejny pan, który się zgłaszał. Po panów wystąpieniach przejdziemy chyba do odpowiedzi prelegentów, o ile nikt więcej nie zapisze się do głosu. Bardzo proszę.

Wiceprezes Zarządu Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji Jarosław Tworóg:

Jarosław Tworóg, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji. Przemysł ICT włączył się do dyskusji o konieczności reformy polityki energetycznej w roku 2008, kiedy nasze estymacje kosztów wytwarzania energii z nowych technologii energetycznych pokazały, że będziemy wytwarzać energię z OZE taniej niż z jakichkolwiek paliw kopalnych. Prognoza, jaką wykonaliśmy w 2010 r., zakładała, że energia z OZE w 2020 r. będzie tańsza od energii z paliw kopalnych jakichkolwiek, łącznie z energetyką jądrową. Przyjęliśmy wówczas, że kłopoty przemysłu energetycznego, o ile nie dokona się zmiana polityki energetycznej, wystąpią już w roku 2016. Bazowaliśmy na informacjach pozyskiwanych z raportów Urzędu Regulacji Energetyki. Można zajrzeć do naszych raportów za ostatnie pięć lat i znaleźć w nich szczegółowe informacje na ten temat.

Pomyliliśmy się niewiele, tylko że nie w tę stronę, w którą ewentualnie chcielibyśmy się pomylić. Kryzys energetyki przyszedł już w 2015 r. Widzieliśmy to dobitnie pokazane na wykresach przygotowanych przez panią dyr. Morawiecką. Pomyliliśmy się także w ocenie tempa spadku kosztów technicznych wytwarzania energii z OZE. Na skutek większego niż się spodziewaliśmy zaangażowania Chin w rozwój nowych technologii przyspieszony został proces redukcji kosztów wytwarzania energii z OZE. To z kolei spowodowało załamanie cen energii węglowej. Chińczycy wprowadzili cło na węgiel australijski. Za tym poszła zmiana polityki węglowej w Stanach Zjednoczonych. W Apallachach prowadzona jest obecnie wyłącznie polityka rabunkowa związana z kończeniem stosowania określonej technologii.

Szanowni państwo, sytuacja, z którą mamy dziś do czynienia, nie jest wynikiem przypadku lub złośliwej polityki takiego czy innego naszego sąsiada. Jest to efekt polityki energetycznej, a w zasadzie jej braku od 2000 r. W tym obszarze mamy bardzo stabilną sytuację. Punktem wyjścia do dalszych działań powinno być przyjęcie do wiadomości, że energia z OZE jest najtańsza i będzie coraz tańsza. Prosimy, aby Wysoka Izba się nad tym pochyliła. Dysponujemy danymi na temat kosztów, które są oczywiście do wglądu.

Dlaczego uważamy, że nastąpi dalsza redukcja kosztów wytwarzania energii z OZE? Postaram się przedstawić argumenty na rzecz tej tezy. Chińska Republika Ludowa podjęła inicjatywę zbudowania w najbliższych czterech latach 100 GW elektrowni fotowoltaicznych. Co to oznacza? Oznacza to, że zamiast stosowanej obecnie mało wydajnej uniwersalnej technologii do produkcji paneli fotowoltaicznych Chińczycy będą stosować technologię tzw. potokową, właściwą dla telewizorów. Można zatem szacować, że koszt wytworzenia takich paneli spadnie minimum o kolejne 30%. Żadne zapory antydumpingowe w Europie nie są w stanie tego procesu powstrzymać.

Zwracamy państwa uwagę na fakt, że stan Kalifornia zrozumiał już, jak wygląda sytuacja. Kalifornia nie boryka się z problemami klimatycznymi, ale mimo to przebudowuje system energetyczny. Jest tam budowany model, który następnie zostanie implementowany na terenie całych Stanów Zjednoczonych. Co jest istotą tego modelu? Rzecz sprowadza się do nowych technologii, ale przede wszystkim przyjmuje się do wiadomości fakt, że najtańsze jest wytwarzanie energii z OZE oraz tworzy się nowy system bilansowania. Wytwarzanie energii z OZE jest najtańsze nawet w polskich warunkach klimatycznych, nie tylko w Kalifornii.

Jeśli chodzi o system bilansowania, to opiera się on na magazynowaniu energii. Polecam państwu lekturę raportu U.S. Department of Energy. Jak być może państwo wiecie, ten resort jest lobbowany głównie przez przedstawicieli energetyki jądrowej. Cóż takiego możemy przeczytać w raporcie? Znajdujemy tam informację, że całkowity zintegrowany koszt przesunięcia energii z godziny A na godzinę B wynosi dziś w Stanach Zjednoczonych, przy stosowanych tam obecnie technologiach, ok. 20-23 centy za przesunięcie jednej kilowatogodziny. W następnym zdaniu raportu znajduje się informacja, że ten sam koszt w roku 2020, a właśnie rusza produkcja, będzie wynosił ok. 10 centów. Wystarczy porównać koszt przesunięcia plus koszt wytworzenia energii, gdyby nasze elektrownie nie chodziły tylko na 40%, co pokazała pani dyr. Morawiecka, ale gdyby chociaż wypełnienie wynosiło 70%. Obniżylibyśmy w ten sposób koszty wytwarzania po stronie paliwowej. Zamiast budować nowe moce, czyli zamiast realizacji postulowanego na tej sali rynku mocy, moglibyśmy budować, tam gdzie trzeba, punktowo, magazyny energii, a wszystko to według nowej, nowoczesnej technologii. Dzięki temu udałoby nam się wreszcie przerwać zaklęty krąg w energetyce, którego istotą jest antyinnowacyjność. Przestalibyśmy ciągle patrzeć do tytułu. Zamiast tego patrzylibyśmy, co potrafi zrobić nasz przemysł, a zapewniam, że znakomicie potrafi on produkować zarówno wiatraki, jak i panele fotowoltaiczne oraz całą pozostałą elektronikę, która jest potrzebna do stworzenia i funkcjonowania magazynów energii. Wykorzystalibyśmy w ten sposób istniejący potencjał produkcyjny do dokonania zmiany technologicznej w polskiej energetyce.

Nie jest prawdą, że klimat to podstawowy wyznacznik kierunków reformy w energetyce. Takie twierdzenie to czysty PR, który pozwala na zrzucenie dotowania z rynku detalicznego, tak jak to się stało, np. w Niemczech. Co zrobili Niemcy? Niemcy produkują energię najtaniej ze wszystkich, ale w ogóle nie dotują rynku gospodarstw domowych.

Doszli do wniosku, że ich społeczeństwo jest bogate i nie ma potrzeby dalszego dotowania energii. Nie jestem specjalistą od polityki społecznej i nie podejmuję się propagowania w Polsce rozwiązań niemieckich, gdyż nie są one u nas konieczne do wprowadzenia.

Trzeba jednak zrozumieć, że koszt techniczny wytwarzania energii z OZE jest niższy niż koszt wytwarzania jej z paliw. Jeżeli nie przyjmiemy do wiadomości tego ekonomicznego faktu, to nie zrozumiemy, dlaczego Francja, posiadająca 78% całej energii elektrycznej z elektrowni atomowych i używająca tej energii nawet do ogrzewania zamiast paliw kopalnych, podjęła decyzję o przejściu na OZE. Powód, dlaczego Francuzi tak zdecydowali, jest bardzo prosty: OZE jest po prostu tańsze. Z tej przyczyny Francuzi nie planują dalszej rozbudowy potencjału nuklearnego i dlatego nie widzą najmniejszego powodu inwestowania w następny cykl technologiczny związany z budową elektrowni atomowych. Ponadto podali oni do publicznej wiadomości, także polskiemu rządowi, że koszt krańcowy za megawatogodzinę wynosi 110 euro i nie chce być nic taniej, natomiast z pewnością będzie drożej.

Spróbujmy zatem chociaż raz popatrzeć do przodu i zapomnieć wreszcie o maszynie cieplnej. Postarajmy się wreszcie zrozumieć, że świat poszedł w innym kierunku. Patrzmy, co się dzieje w Kalifornii i wyciągnijmy wnioski. Ten stan, jeśli chodzi o sektor energetyczny, nie został ofiarą lobbingu niemieckiego lub chińskiego, ani tym bardziej rosyjskiego. Kalifornia nie ma na karku żadnych klimatycznych obligacji, a mimo to podjęła się przeprowadzenia generalnej reformy swojego systemu energetycznego. Przyglądajmy się jej uważnie.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję panu bardzo. Była to nieco dłuższa wypowiedź niż prosiłem, ale bardzo interesująca. Mam jednak wrażenie, że ta dyskusja powinna się toczyć gdzieś w okolicach roku 2030, ale najpierw musimy do tego roku jakoś przeżyć. Dopiero wtedy, moim zdaniem, ta technologia stanie się rzeczywiście tania. Niewątpliwie ona bardzo stanieje, ale potrzeba na to jeszcze trochę czasu.

Bardzo proszę o wypowiedź kolejnego mówcę.

Sekretarz Rady Hutniczej Izby Przemysłowo-Handlowej Mirosław Motyka:

Dziękuję, panie przewodniczący. Nazywam się Mirosław Motyka i reprezentuję Hutniczą Izbę Przemysłowo-Handlową, czyli odbiorcę energii elektrycznej.

Od pana posła usłyszeliśmy, że niemiecki rząd wspiera swój przemysł, ja natomiast chciałbym powiedzieć, że także polski rząd zaczyna wspierać nasz przemysł. Podziękowania należą się przedstawicielom Ministerstwa Gospodarki za ustawę o OZE, która przewiduje ulgi dla przemysłów energochłonnych, a takim przemysłem jest hutnictwo. Wiemy również, że procedowana jest nowelizacja ustawy akcyzowej, w której przewiduje się wprowadzenie kolejnych ulg.

Generalnie rzecz biorąc, chciałbym do państwa posłów zaapelować, aby przy konstruowaniu mechanizmów mocy wziąć pod uwagę także potrzeby przemysłu, zwłaszcza zaś jego energochłonnych gałęzi. W taki sposób chronią swoich producentów m.in. Niemcy. Wielka Brytania z kolei nie jest najlepszym przykładem, gdyż odbiorcy przemysłowi mają w niej cenę ponad dwukrotnie wyższą niż Niemcy. Cena brytyjska to ok. 80 euro. Całkiem niedawno, bo w czerwcu br., jeden z koncernów działających na rynku brytyjskim, koncern Tata, ogłosił, że będzie zwijał swoją działalność. Tym bardziej apeluję do wszystkich decydentów o wzięcie pod uwagę potrzeb polskiego przemysłu, w tym zwłaszcza przemysłu energochłonnego. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję panu. Bardzo proszę kolejnego mówcę o wypowiedź.

Dyrektor generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska Sławomir Krystek:

Szanowni państwo, cały problem bierze się stąd, iż jest prawo fizyki, które mówi, że aby energia elektryczna posiadała odpowiednią jakość, elektrownie muszą wytwarzać tyle samo energii, ile zużywa jej społeczeństwo. Inaczej mówiąc, produkcja energii elektrycznej i wytwarzanej mocy musi być dostosowana do potrzeb systemu. Jest to nie-

podważalna fizyczna prawidłowość. Próbowali ją zmienić Rosjanie w czasach Związku Radzieckiego, próbowali Amerykanie, próbowali także urzędnicy Unii Europejskiej, ale za każdym razem nie dało to żadnych rezultatów. Tego zmienić się nie da.

W Polsce sytuacja wygląda w tej chwili tak, że jeśli nie chcemy np. inwestować w OZE, to musimy inwestować w inne źródła, które zastąpią OZE i zagwarantują potrzebną ilość energii. Jeden z moich przedmówców miał rację w jednej sprawie, a mianowicie, że wytwarzanie energii elektrycznej w OZE jest tańsze niż wytwarzanie jej w elektrowniach konwencjonalnych. Jest ono tańsze pod względem technicznym, bo koszt zmienny w OZE wynosi zero. Słońce świeci i wiatr wieje, a w elektrowniach konwencjonalnych zawsze płaci się za paliwo.

Dzisiaj wszystkie elektrownie w Polsce opalane węglem kamiennym mają ujemne wyniki finansowe. Jest to jednak efekt tego, że elektrownie pracują znacznie krócej niż mogłyby to czynić. Ich produkcja jest bowiem zastępowana przez energię elektryczną produkowaną przez OZE. Zastrzegam, że nie jestem przeciwnikiem OZE. Być może powinny one produkować energię elektryczną, ale problem leży w tym, że ta energia jest aktualnie zbyt droga. To pierwsza uwaga.

Po drugie, spójrzcie państwo, że wiatrak w Polsce amortyzuje się po sześciu lub, jak niektórzy twierdzą, po siedmiu latach, natomiast nowoczesne bloki budowane w Opolu, Jaworznie czy Kozienicach nie zwrócą się nigdy przy obecnych cenach energii elektrycznej. Wszystkie te inwestycje posiadają tzw. koszty osierocone.

Powiem jeszcze jedną rzecz. W Polsce w latach dziewięćdziesiątych minionego wieku przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynosił ok. 0,5%. W tym roku, tylko od lutego do czerwca, ten przyrost przekroczył 2,5%. Skończyły się już proste rezerwy. Wymieniliśmy wszystkie żarówki na energooszczędne. Mamy jednak szczęście, bo w sytuacji, o której mówił pan Lisiak, w skrajnym przypadku nie wypadł żaden z bloków. Blok w Bełchatowie pracuje, można powiedzieć, wybitnie dobrze. Jednak bezpieczeństwa energetycznego nie można opierać na szczęściu.

Rosja nas w znacznej mierze wystraszyła i dlatego dzisiaj mamy znacznie wyższy poziom bezpieczeństwa, jeśli chodzi o dostawy gazu, niż w przypadku dostaw energii elektrycznej. Bezpieczeństwo systemu, jeśli chodzi o dostawy energii elektrycznej, nie jest zapewnione. Oprócz czterech dużych spółek, w których udział państwa jest znaczący, na rynku działają jeszcze inwestorzy prywatni. Na przykład ja wiem, że Elektrownia Rybnik nie spełni wymaganych warunków dotyczących BAT, dopóki nie wzrośnie cena energii elektrycznej. Tego rodzaju bloki i elektrownie same się zamkną około roku 2019. De facto zamknie je Unia, bo nie pozwoli na ich dalszą pracę. Prywatny inwestor potrafi liczyć. Ma zysk, to działa, nie ma zysku, zwija interes. Dlatego uważam, że obecny kształt rynku ma zarówno dobre, jak i złe strony.

Na zakończenie chcę powiedzieć, że nie powinno się straszyć ludzi *black out*'em. Tym bardziej, że w Polsce *black out* jest bardzo mało prawdopodobny. Można natomiast się spodziewać i, moim zdaniem, jest to bardzo realne, że, jak w latach osiemdziesiątych XX wieku, będą występować przerwy w dostawach energii elektrycznej dla określonych grupy odbiorców. Ludzie zostaną w odkreślonych godzinach pozbawieni dostaw prądu. Nie wiem, czy dziś ze względów politycznych możemy sobie na to pozwolić. Odpowiedzieć na to pytanie muszą politycy.

I jeszcze jedna rzecz. Szanowni państwo, szczególnie w krajach skandynawskich, ale także w innych państwach, polityka energetyczna trwa zawsze dłużej niż rządy jednej opcji politycznej. Na ogół rządząca koalicja uzgadnia politykę energetyczną z opozycją. Działania muszą być ustalane wspólnie. Nie może być tak, że wraz ze zmianą rządu zmieniają się prezesi w dużych spółkach energetycznych itd. To wszystko jest u nas zbyt upolitycznione. Taka sytuacja w konsekwencji musi się odbić niekorzystnie na bezpieczeństwie systemu elektroenergetycznego. Dlatego wzywam państwa do działania. Dziś nie ma już czasu na dyskusję. Teraz trzeba podejmować decyzje. Rynek mocy jest bardzo potrzebny. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję. Jeszcze jedna wypowiedź ostatniej osoby, która się zgłaszała do dyskusji, a po niej przejdziemy do odpowiedzi naszych gości. Bardzo proszę.

Ekspert Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Roman Walkowiak:

Roman Walkowiak, reprezentuję Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, byłem związany przez lata z energetyką systemową. Przysłuchując się dzisiejszym prezentacjom, miałem nieodparte wrażenie, że problematyka rynku mocy została zaprezentowana z punktu widzenia energetyki zawodowej, systemowej i konwencjonalnej. Chcę zwrócić uwagę, że mamy polski węgiel, ale mamy także polskie słońce i polski wiatr. Możemy też mieć inteligentne akumulatory sterowane sieciami neuronowymi, możemy mieć inteligentne układy zarządzania procesami, możemy mieć agregatory itd. To wszystko są produkty, które są w tej chwili wdrażane w przemyśle. Dlaczego? Żeby nasz produkt był na rynku konkurencyjny. Nośnik energii jest bardzo ważny.

Szanowni państwo, jeśli myślimy o rynku mocy, to pamiętajmy o wymienionych wyżej elementach, łącznie z uwzględnieniem faktu, iż transgraniczne połączenia energetyczne w Europie staną się rzeczywistością. Rynek energii zaproponowany przez zjednoczoną Europę został już przeforsowany i będzie to rynek rozproszony, a nie systemowy. Takie są fakty. O tych faktach warto wiedzieć i pamiętać.

Jeśli zaś chodzi o samo pojęcie rynku, to on funkcjonował już w naszym kraju dwadzieścia lat temu. Dzisiejsza prezentacja trąciła mi zresztą rynkiem mocy w Polsce sprzed lat dwudziestu. Warto przypomnieć, że quasi-rynek mocy w Polsce istnieje cały czas. Przypomnę, że quasi-interwencyjna rezerwa zimna jest, płacimy za to. Operacyjna rezerwa mocy także jest i także za to płacimy. Na pokazywanych slajdach były dwa szczyty po 25.000 MW, gdzie zbliżyliśmy się do maksymalnych obciążeń w kraju. W Polsce mamy 32.000 MW, a więc 7000 MW jest w rezerwach. Nie mówię o kolejnych 5000 MW, bo wiem, że są to niezakonserwowane bloki, które nigdy nie będą poderwane. Mówię tylko o tym, co faktycznie można uruchomić. Dlatego nie mówię, panie profesorze, o 37.000 MW, bo tych 5000 MW w systemie nie ma.

Jeżeli dziś rozmawiamy o rynku mocy, to powinniśmy uwzględniać wszystkie elementy systemu, które wpłyną w mniejszym stopniu na końcowy wzrost ceny dla odbiorców. Rynek mocy jest jednym z droższych elementów. Jeśli elementy tzw. prostej rezerwy nie przyniosą oczekiwanych skutków, dopiero wtedy można zająć się rynkiem, ale w układzie rozproszonym i dla wszystkich wytwórców, a nie tylko dla podmiotów energetyki systemowej.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję bardzo. Był to ostatni głos w dyskusji. Prelegentów poproszę o ustosunkowanie się do poruszonych zagadnień. Proszę o krótkie wypowiedzi.

Zanim jednak udzielę państwu głosu, poczynię małą uwagę do ostatniej wypowiedzi. Na rachunkach za energię jest wyszczególniona opłata związana z tzw. opłatą zastępczą, a niedługo pojawi się tzw. opłata OZE w wyniku ustawy przyjętej przez parlament. Interesuje mnie, czy wiadomo, ile kosztowałaby nas opłata po wprowadzeniu rynku mocy w porównaniu do tzw. opłaty za OZE? Czy są to wielkości porównywalne?

Proszę prelegentów o ustosunkowanie się do głosów wybrzmiałych w dyskusji.

Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – Politechnika Gdańska:

Jeżeli pan przewodniczący pozwoli, to odniosę się do ostatniej wypowiedzi. Bardzo proszę, żeby pan posłuchał, co mam do powiedzenia na ten temat.

Stwierdził pan, że rynek mocy został zaprezentowany z punktu widzenia interesów tzw. dużej energetyki. Szanowni państwo, przede wszystkim musimy pamiętać o tym, że przy pomocy tzw. małej energetyki czy energetyki rozproszonej nie rozwiążemy problemów energetycznych tak dużego kraju jak Polska. Energetyka odnawialna zawsze będzie tylko dopełnieniem energetyki konwencjonalnej. Energetyka odnawialna funkcjonuje w zupełnie innej skali i wymaga zupełnie innych nakładów inwestycyjnych niż tzw. duża energetyka. Poza tym, na dużej energetyce spoczywa obowiązek regulacyjności i działają w niej prawa fizyki. Mówił o tym pan dyr. Krystek i jest to prawda. Nie ma więc co się epatować kosztami wytwarzania energii. Jak byśmy dokładnie policzyli koszty

wytwarzania energii według poszczególnych technologii – mam dane na ten temat, ale szkoda czasu, żeby je teraz prezentować, mogę je państwu ewentualnie przesłać elektronicznie – to po porównaniu kosztów całkowitych, nie tylko wewnętrznych, ale łącznie z kosztami zewnętrznymi, okaże się, iż jedna kilowatogodzina wytworzona w energii wiatrowej to 14 eurocentów za 1 KWh, a w energii jądrowej jest to tylko 7 eurocentów. Trzeba dokładnie liczyć, według ujednoliconej metodyki. Dopiero wtedy można ze sobą porównywać koszty i technologie.

Ostatnia uwaga. Wszyscy zajmujemy się energią tak długo, że zdaje się zapomnieliśmy, iż energia to moc pomnożona przez czas. Ten wątek w dyskusjach się praktycznie nie pojawia. Mówimy, że np. w Niemczech mamy 32.000 MW z energii słonecznej. Wszystko to prawda, ale słońce nad Niemcami, według oficjalnych niemieckich danych, świeciło w ubiegłym roku 911 godzin. Jeśli nie opanujemy magazynowania energii na skalę przemysłową, to sukces OZE będzie połowiczny, bo i tak będziemy musieli ją rezerwować przy pomocy źródeł konwencjonalnych. Energia wiatrowa to ok. 1800-2000 godzin, a przypominam, że rok ma 8760 godzin. Na taki czas trzeba społeczeństwu zapewnić dostawy energii. Dlatego proszę, żebyśmy rozmawiali na argumenty, zgodnie z tym, co powiedział pan poseł Naimski. Liczy się siła argumentów, a nie demagogia. Porównujmy ze sobą rzeczy porównywalne. Jest to przecież kardynalna zasada wszelkich uczciwie przeprowadzanych analiz.

Jeżeli chodzi o pytanie pana marszałka Dorna, to środowisko mówiło o problemie mniej więcej 10 lat temu. Wtedy wyznaczono wstępnie datę na przełom 2015 i 2016 r. Wchodziły wówczas w życie niektóre unijne regulacje i dlatego w środowisku mówiło się o zagrożeniach. Paradoksalnie, uratował nas kryzys finansowy. Pozwolił on nam opóźnić wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Gdyby nie europejski kryzys, to bylibyśmy teraz w diametralnie różnej sytuacji. Mam jednak nadzieję, że nie straciliśmy minionego czasu. Opracowano w końcu koncepcję, nieważne jak ją nazwiemy: rynku mocy czy kontraktu różnicowego. Nie ma to znaczenia. Chodzi tak naprawdę o sygnały rynkowe i impulsy inwestycyjne. Możemy mówić o różnych rzeczach, ale jeśli brak jest inwestycyjnego impulsu, to inwestor nie wyłoży środków na inwestycje. I tylko o to chodzi. Przepraszam, że to powiem, ale inwestor, który jest w stanie zainstalować np. 100 paneli fotowoltaicznych, nie udźwignie 100 MW mocy w energetyce konwencjonalnej. Nie ta kategoria biznesu. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję, panie profesorze. Pan Waldemar Lisiak, bardzo proszę.

Przedstawiciel TGPE, dyrektor Departamentu Rozwoju Zespołu Elektrowni PAK S.A. Waldemar Lisiak:

Chciałbym zacząć od odpowiedzi na pytanie pana posła, skąd wzięło się zainteresowanie Komisji Europejskiej rynkiem energii. Odpowiedź może być dwojakiego rodzaju. Po pierwsze, odpowiedź geograficzna, można powiedzieć na wprost. Rynek energii ma szansę zaistnieć w całej Europie, a na pewno z czasem będzie rozszerzany i siłą rzeczy stanie się wiodącym rynkiem preferowanym przez Komisję Europejską. Natomiast zapewnienie i gwarancja dostaw energii zawsze będą miały charakter lokalny. Dlatego możemy jedynie rozważać, czy w grę wejdą pojedyncze państwa, czy może grupa państw. Wszystko zależy od siły połączeń pomiędzy nimi. Jeśli połączenia będą się wzmacniały, to będzie można powiększać stopniowo strefę gwarancji dostaw, ale zawsze będzie to działanie lokalne. Można zatem spodziewać się pewnego konfliktu pomiędzy współistnieniem globalnego rynku energii w ramach Europy a lokalnymi rynkami mocy, które będą rządziły się różnymi mechanizmami. Trzeba się pogodzić z taką sytuacją.

Druga odpowiedź na to pytanie może być następująca. Forsowanie pewnych rozwiązań przez Niemców wynika z faktu ich wcześniejszych inwestycji w OZE. Zainwestowali oni w te źródła tak dużo, że po prostu dbają o możliwość zwrotu na kapitale i o eksport wyprodukowanej energii. Chcą dzięki temu przynajmniej częściowo pokryć koszty, jakie od dobrych kilku lat ponosi niemieckie społeczeństwo.

To była jedna poruszona kwestia. Druga odnosiła się do tego, kiedy pojawiły się postulaty. W bardzo skrystalizowanej formie pojawiły się one w 2012 r., jako odpowiedź

na zapytanie Komisji Europejskiej o koncepcję. Polska przesłała koncepcję. Przy jej opracowaniu współpracowaliśmy cały czas z Ministerstwem Gospodarki. Na sali jest pan dyr. Dąbrowski z resortu gospodarki, który może podać szczegóły. Finał był taki, że w grudniu 2014 r. przekazaliśmy gotową koncepcję do Ministerstwa Gospodarki. Był to efekt negocjowanych wcześniej kompromisów. Służyć miało to jak najszybszemu uruchomieniu rynku.

Chciałbym jeszcze odnieść się do wypowiedzi panów, którzy podnosili kwestię konkurencji pomiędzy OZE a energetyką konwencjonalną. Muszę powiedzieć banalną prawdę. Najtańszą energią jest ta, której odbiorca nie chce, a najdroższa jest ta, która nie została odbiorcy dostarczona. I to jest cała odpowiedź na panów pytania. Energetyka konwencjonalna nie chce się ścigać z OZE na koszty zmienne i koszty krańcowe. Jeżeli one są niższe, to uznajemy, że naszą rolą jest regulacja systemu, ale w przypadku rynku jednotowarowego brak jest miejsca na zapłacenie za *back up*. Inaczej mówiąc, możemy stać, możemy w ogóle nie produkować, ale pod warunkiem, że będą pokryte koszty, a inwestor otrzyma zwrot na kapitale. Wówczas spokojnie poczeka na moment, kiedy zostanie przywołany, aby nie było tego momentu, kiedy przekonujemy się o wartości energii niedostarczonej. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję. Jako ostatnia – pani dyr. Morawiecka. Bardzo proszę.

Dyrektor zarządzający d/s strategii i współpracy międzynarodowej PGE S.A. Monika Morawiecka:

Dziękuję, panie przewodniczący. Postaram się wyjaśnić jedną rzecz. Otrzymałam pytanie o różnicę pomiędzy ceną hurtową i detaliczną. Pana, który je zadał, już nie ma na sali, niestety.

Szanowni państwo, nie ma żadnych wątpliwości, że Niemcy posiadają jedną z najwyższych cen energii w Europie. Powiedział to także pan prof. Kamrat. Cena energii w Niemczech nie jest najniższa. Nie wiem, co więcej można by na ten temat powiedzieć. Pozostaje chyba konieczność udzielenie panu, który pytał, stosownych korepetycji. Energia w Niemczech, oprócz Danii, jest najdroższą w Europie. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję. O głos poprosił jeszcze dyrektor Dąbrowski z resortu gospodarki. Bardzo proszę, panie dyrektorze.

Dyrektor Departamentu Energetyki Ministerstwa Gospodarki Tomasz Dąbrowski:

Panie przewodniczący, szanowni państwo, chciałem powiedzieć kilka słów komentarza do tego, co zostało dziś zaprezentowane. Tematyka dzisiejszego posiedzenia została wywołana z tej przyczyny, iż funkcjonowanie dzisiejszego rynku energii coraz bardziej zawodzi. Pojawiają się na nim różnego rodzaju zawodności, z którymi nie potrafimy sobie poradzić. Część z nich wynika ze struktury rynku, a część z wcześniejszych interwencji, jakie na tym rynku zostały dokonane.

Dyskutując o mechanizmach, trzeba się zastanowić, czy przypadkiem nie należałoby najpierw przyjrzeć się praprzyczynom obecnych zakłóceń rynkowych, choćby w postaci dotychczasowej polityki wspierania OZE. Być może trzeba będzie zrezygnować z priorytetu, jakim cieszy się energia ze źródeł odnawialnych, być może konieczne będzie zdecydowane ograniczenie wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Wtedy relacje rynkowe całkowicie się zmienią.

W trakcie dyskusji pojawiła się teza, że powinniśmy nie chcieć importu, że moglibyśmy tego importu nie chcieć. W ramach Unii Europejskiej raczej trudno będzie prezentować tego typu argumenty, czy to na forum Komisji Europejskiej, czy też bezpośrednio w ramach relacji z innymi państwami członkowskimi. Jeden z fundamentów, na których opiera się koncepcja Unii, to swoboda przepływu towarów. Moim zdaniem, to, o co powinniśmy zadbać, to zagwarantowanie własnej konkurencyjności na etapie wytwarzania energii, a nie mechanizmy, które ograniczają import. Tak naprawdę to o tym, czy będzie import czy eksport, zadecyduje różnica cen pomiędzy poszczególnymi rynkami. Jeśli

zadbamy o to, aby cena hurtowa u nas była niższa od ceny w Niemczech, to wtedy importem nie trzeba będzie się przejmować.

W najbliższym czasie staniemy przed problemem olbrzymiego zakresu różnych inwestycji w sektorze wytwarzania. Mechanizmy, które będziemy projektować, muszą odpowiadać na potrzeby, jakie w przyszłości będą musiały być zaspokojone w sposób naprawdę optymalny. Decyzja o wdrożeniu jakichś form rynku mocy czy mechanizmów różnicowych lub rezerwy strategicznej musi być bardzo dobrze przemyślana, gdyż będzie skutkować przez wiele lat. Musi być ona także dokładnie skorelowana z celami, jakie zamierzamy osiągnąć. Jeżeli nadal będzie nam zależało na wsparciu konwencjonalnego wytwarzania energii, wówczas mechanizmy będą musiały wyglądać nieco inaczej niż, np. w przypadku Wielkiej Brytanii, która zdecydowała się na wyłączne wsparcie źródeł niskoemisyjnych czy też niskowęglowych. To wszystko trzeba mieć bardzo starannie na uwadze w trakcie projektowania i decydowania o wprowadzeniu poszczególnych mechanizmów.

I jeszcze jedna kwestia związana z ceną energii, która dość często przewijała się w dyskusji. Wdrożenie jakiejś formy interwencji spowoduje zmianę relacji cenowych oraz przepływów finansowych w całym sektorze. Jeżeli komuś z tego tytułu przybędzie, to bardzo prawdopodobne, że jakaś inna grupa będzie musiała zrezygnować z części dotychczasowych przychodów. Trzeba to będzie także mieć na względzie w trakcie podejmowania decyzji. Nie da się wdrożyć mechanizmu wsparcia, niczego nie zmieniając w zakresie przepływów finansowych. To tyle tytułem komentarza z mojej strony. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Tomasz Piotr Nowak (PO):

Dziękuję, panie dyrektorze. Jak państwo słyszeliście, Ministerstwo Gospodarki problem zna i monitoruje. Nie ma wątpliwości, że przetrwa on w resorcie październikowe wybory parlamentarne. Zapewne do tego tematu powrócą posłowie kolejnej kadencji.

Bardzo wszystkim dziękuję za udział w dyskusji. Zamykam posiedzenie Komisji Nadzwyczajnej do spraw energetyki i surowców energetycznych.